

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

“EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES
EN EL YACIMIENTO “U” INFERIOR, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN NAPO DEL
CAMPO SACHA”.

AUTOR

PONCE PONCE DIEGO JAVIER

Quito, Noviembre, 2013

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

“EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES
EN EL YACIMIENTO “U” INFERIOR, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN NAPO DEL
CAMPO SACHA”.

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar por el Título de Ingeniero en
Petróleos Grado Académico de Tercer Nivel.

AUTOR

PONCE PONCE DIEGO JAVIER

TUTOR

ING. JORGE ERAZO

Quito, Noviembre, 2013

DEDICATORIA

A mi madre, María por su gran esfuerzo y sacrificio, por guiarme y apoyarme en todos los momentos de mi vida y especialmente por su amor.

A mi hermano, David por su apoyo incondicional y por ser un ejemplo para mí.

A mi tía, Carmelita y mi prima, María Dolores quienes formaron una parte muy importante de mi vida.

A toda mi familia por su apoyo y cariño.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, un agradecimiento especial a Marcelo Guayamin y Verónica Narváez por su invaluable apoyo y cariño.

A la Empresa RIO NAPO CEM, Gerencia Técnica de Reservorios, Departamento de Geociencias y todo su personal, en especial para los Ingenieros José Castillo, Edwards Naranjo, Santiago Aguirre, Andrea Machado, Carlos Yanez, Alexander García, Andrés Díaz por su ayuda y en especial por su aprecio.

A la Empresa PDVSA Ecuador y todo su personal, en especial al señor Ernesto Loginow, Jefe de RRHH por su apoyo y colaboración, para poder realizar este proyecto.

A mi director de tesis, el Ingeniero Jorge Erazo quien siempre me brindó su colaboración.

A los Ingenieros Fernando Reyes y Nelson Suquilanda, asesores de mi tesis, por su ayuda y colaboración en la realización de este proyecto.

Agradezco a la Universidad Central del Ecuador, a los profesores, trabajadores y compañeros de mi querida FIGEMPA.

A mis amigos con los cuales he compartido momentos inolvidables.

AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

Yo, **DIEGO JAVIER PONCE PONCE**, en calidad de autor de la tesis realizada sobre: ***“EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES EN EL YACIMIENTO “U” INFERIOR, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO SACHA”***, por la presente autorizo a la **UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6 ,8 ,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

En la ciudad de Quito a los 26 días del mes de Abril del 2013



f _____

C.C. 1722007695

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor de Grado, presentado por el señor **DIEGO JAVIER PONCE PONCE** para optar por el Título o Grado de **INGENIERO DE PETROLEOS** cuyo título es ***“EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES EN EL YACIMIENTO “U” INFERIOR, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO SACHA”***, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe

En la ciudad de Quito a los 26 días del mes de Abril del 2013


f_____

Ing. Jorge Erazo

TUTOR DE TESIS

INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: Ing. Jorge Erazo, Ing. Fernando Reyes e Ing. Nelson Suquilanda, **DECLARAN:** Que la presente tesis denominada: ***“EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES EN EL YACIMIENTO “U INFERIOR”, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO SACHA*”,** ha sido elaborada íntegramente por el señor **DIEGO JAVIER PONCE PONCE**, egresado de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito a los 21 días del mes de Agosto del 2013


f _____

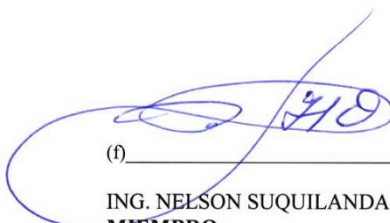
Ing. Jorge Erazo

TUTOR DE TESIS


f _____

Ing. Fernando reyes

ASESOR DE TESIS


(f) _____
ING. NELSON SUQUILANDA
MIEMBRO

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I

1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1.	ENUNCIADO DEL PROBLEMA	1
1.2.	ENUNCIADO DEL TEMA	1
1.3.	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	1
1.4.	JUSTIFICACIÓN	2
1.5.	OBJETIVOS	3
1.5.1.	OBJETIVO GENERAL	3
1.5.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.6.	FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD	4
1.7.	ALCANCE Y DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4

CAPÍTULO II

2	MARCO TEÓRICO	6
2.1.	MARCO INSTITUCIONAL	6
2.2.	MARCO LEGAL	7
2.3.	MARCO ÉTICO	7
2.4.	MARCO REFERENCIAL	8
2.4.1.	ANTECEDENTES	8
2.5.	HIPOTESIS	9
2.6.	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA Y SUS YACIMIENTOS PRODUCTORES	9
2.6.1.	GENERALIDADES	9
2.6.2.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	10
2.6.3.	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	11
2.6.4.	ESTRATIGRAFÍA Y AMBIENTE DE DEPÓSITO	12
2.6.4.1.	Arenisca Hollín Inferior	12
2.6.4.2.	Arenisca Hollín Superior	12
2.6.4.3.	Arenisca Napo T	13
2.6.4.4.	Arenisca Napo U	13
2.6.4.5.	Arenisca Basal Tena	14
2.6.5.	DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS CONCEPTOS GENERALES DE LAS PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO	16
2.6.5.1.	Geometría y Litología del Yacimiento	16
a.	Geometría	16
b.	Litología	16
2.6.5.2.	Profundidad y Temperatura del Yacimiento	16
a.	Profundidad	16
b.	Temperatura	17
2.6.5.3.	Porosidad y Permeabilidad	18

a.	Porosidad	18
b.	Permeabilidad	19
2.6.5.4.	Continuidad de las Propiedades de la Roca	21
2.6.5.5.	Tensión Superficial e Interfacial	21
2.6.5.6.	Presión Capilar	21
2.6.5.7.	Propiedades de los Fluidos y Presiones	22
a.	Presión del Reservorio	22
b.	Saturación	23
c.	Mojabilidad	25
d.	Densidad	25
e.	Viscosidad	26
2.7.	VOLÚMENES, RESERVAS, INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA Y SUS ARENAS PRODUCTORAS	27
2.7.1.	POES	27
2.7.2.	PETRÓLEO ACTUAL EN SITIO (PAES)	27
2.7.3.	RESERVAS	28
2.7.3.1.	Reservas Probadas	29
2.7.3.2.	Reservas No Probadas	30
a.	Reservas Probables	30
b.	Reservas Posibles	30
2.7.4.	VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL	31
2.7.5.	SATURACIÓN DE PETRÓLEO	32
2.7.5.1.	2.7.5.1. Saturación de petróleo y agua, inicial y final con inyección de agua continua.	32
2.7.6.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	32
2.7.6.1.	Producción de petróleo, agua y gas	32
2.7.6.2.	Producción Acumulada de Petróleo, Agua y Gas	32
2.7.6.3.	Declinación de Producción	33
2.8.	ELEMENTOS QUE INFLUYEN EN LA RECUPERACIÓN FINAL EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS	34
2.8.1.	ETAPAS DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO DE ACEITE Y GAS	36
2.8.1.1.	Primaria	36
2.8.1.2.	Secundaria	36
2.8.1.3.	Mejorada (EOR) o Terciaria	37
2.8.2.	PRÁCTICAS OPERATIVAS PARA PRODUCIR Y EXPLOTAR UN YACIMIENTO O CAMPO	39
2.8.2.1.	Desarrollo del Yacimiento U” Inferior” del Campo Sacha	40
2.8.3.	RECUPERACIÓN PRIMARIA O MECANISMOS NATURALES DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS	41
2.8.3.1.	Empuje por la Expansión de la Roca y Fluidos	42
2.8.3.2.	Empuje por gas disuelto	43
2.8.3.3.	Empuje por Capa de Gas	44
2.8.3.4.	Empuje hidráulico (por efecto del acuífero)	44
2.8.3.5.	Empuje por segregación gravitacional	45
2.8.4.	RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS	46

2.8.4.1.	Inyección de Agua	46
2.9.	RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS	49
2.9.1.	PRINCIPIOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	51
2.9.1.1.	Mejorar la Relación de Movilidad	51
2.9.1.2.	Incrementar el Número Capilar	53
2.9.2.	FACTORES QUE AFECTAN AL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	53
2.9.2.1.	Eficiencia de Barrido Areal (EA)	54
2.9.2.2.	Eficiencia de Barrido Vertical (EV)	54
2.9.2.3.	Eficiencia de Barrido Volumétrico (EVo)	55
2.9.2.4.	Eficiencia Microscópica de Desplazamiento (Ed)	56
2.9.2.5.	Eficiencia de Recobro (Er)	57
a.	Razón de Movilidad (M)	57
b.	Patrones de Inyección	59
c.	Tasa de inyección	60
2.9.3.	FENOMENOS INVOLUCRADOS EN LOS RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	61
2.9.3.1.	Fenómenos a la escala de los poros - Capilaridad – Adsorción	61
2.9.3.2.	Fenómenos a escala del medio poroso	64
a.	Drenaje e imbibición	64
b.	Ley de Darcy	67
c.	Flujo difásico - Permeabilidades relativas	68
2.9.3.3.	Fenómenos a la escala del yacimiento	69
2.9.4.	CONDICIONES DE MOVILIZACIÓN Y DESPLAZAMIENTO	71
2.9.4.1.	Histéresis del ángulo de contacto – Efecto Jamin	71
2.9.4.2.	Fuerzas viscosas contra Fuerzas capilares	73
2.9.4.3.	Mecanismos de Movilización	77
a.	Movilización miscible	77
b.	Movilización por baja tensión	77
c.	Movilización por solubilización y ensanchamiento	79
d.	Movilización por cambio de mojabilidad	80
e.	Emulsión espontánea	81
2.10.	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	82
2.10.1.	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON ADITIVOS QUÍMICOS.	83
2.10.1.1.	Inyección de Polímeros	84
2.10.1.2.	Inyección de Surfactantes	85
2.10.1.3.	Inyección de soluciones alcalinas	86
2.10.2.	PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE MEZCLAS DE ADITIVOS QUÍMICOS	87
2.10.2.1.	Inyección de polímeros micelares o mezcla de polímero-surfactante	88
2.10.2.2.	Inyección de mezclas álcali-surfactantes (AS)	88
2.10.2.3.	Inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP)	89
2.10.3.	MICROBIAL ENHANCE OIL RECOVERY (MEOR)	90

CAPÍTULO III

3.	PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES	92
3.1.	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS	92
3.1.1.	DEFINICIÓN DE POLÍMEROS	93
3.1.2.	CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS	94
3.1.2.1.	Polímeros naturales o biopolímeros	94
3.1.2.2.	Polímeros Semi-Sintéticos	95
3.1.2.3.	Polímeros Sintéticos	95
3.1.3.	PROPIEDADES QUÍMICAS DE POLÍMEROS UTILIZADOS EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	95
3.1.3.1.	Las poliacrilamidas	96
3.1.3.2.	Los Polisacáridos	97
3.1.3.3.	Nuevos Polímeros para la aplicación en EOR	98
3.2.	PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS AL FLUIR A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO Y SU COMPORTAMIENTO	99
3.2.1.	MECANISMO DE REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD	100
3.2.2.	RETENCIÓN DE LAS MOLÉCULAS DE POLÍMEROS	101
3.2.2.1.	Adsorción	101
3.2.2.2.	Entrampamiento	102
3.2.3.	VOLUMEN DE POROS INACCESIBLES	103
3.2.4.	REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y EL FACTOR DE RESISTENCIA	104
3.2.5.	PERMEABILIDADES RELATIVAS E INUNDACIONES DE POLÍMERO	104
3.2.6.	REOLOGÍA DE POLÍMERO EN MEDIOS POROSOS	105
3.3.	FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO	106
3.3.1.	TASA DE CORTE	106
3.3.2.	EFECTO SALINO	108
3.3.2.1.	Efecto sobre la viscosidad	108
3.3.2.2.	Efecto sobre la adsorción del polímero	109
3.3.2.3.	Efecto sobre la Reducción de la permeabilidad	110
3.4.	CRITERIO DE DISEÑO PARA LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO	110
3.4.1.	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	111
3.4.2.	CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	112
3.5.	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS SURFACTANTES	112
3.5.1.	DEFINICIÓN DE SURFACTANTES	112
3.5.2.	CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES	113
3.5.2.1.	Surfactantes no Iónicos	113
3.5.2.2.	Surfactantes Catiónicos y Aniónicos	114
a.	Surfactantes Catiónicos	114
b.	Surfactantes Aniónicos	114
3.5.2.3.	Surfactantes Anfotéricos	114
3.5.2.4.	Surfactantes sintéticos	115

3.5.2.5.	Surfactantes biológicos o biosurfactantes.	115
3.6.	MÉTODOS PARA CARACTERIZAR SURFACTANTES	115
3.6.1.	BALANCE HIDRÓFILO-LIPÓFILO(HLB)	116
3.6.2.	CONCENTRACIÓN MICELAR CRÍTICA	116
3.6.3.	RELACIÓN DE SOLUBILIZACIÓN	117
3.6.4.	COMPORTAMIENTO DE FASE SEGUN LA TEORIA DE WINSOR	118
3.7.	PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE SURFACTANTES AL FLUIR A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO Y SU COMPORTAMIENTO	120
3.7.1.	MECANISMO DE REDUCCIÓN DE LA TENSION INTERFACIAL	120
3.7.2.	NÚMERO CAPILAR	121
3.7.3.	RETENCIÓN DE SURFACTANTE	122
3.7.2.1.	Adsorción	123
3.7.2.2.	Atrapamiento Fase	125
3.7.4.	CURVA DE DESATURACIÓN CAPILAR (CDC)	125
3.7.5.	EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICO Y RELACIÓN DE MOVILIDAD	127
3.7.6.	PERMEABILIDADES RELATIVAS	128
3.8.	CRITERIO DE DISEÑO PARA LA APLICACIÓN DE SURFACTANTES EN EL MEDIO POROSO	129
3.8.1.	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	129
3.8.2.	CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	130
 CAPITULO IV		
4.	SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES	131
4.1.	ESTADO DEL ARTE DE LA SIMULACIÓN DE LA INUNDACION QUÍMICA (CHEMICAL FLOODING)	131
4.2.	SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	132
4.2.1.	TIPOS DE SIMULADORES	133
4.2.1.1.	Simulador Composicional	133
4.2.1.2.	Simulador de Procesos Térmicos	133
4.2.1.3.	Simulador de Procesos Químicos	133
4.2.1.4.	Simulador de Yacimientos Fracturados	134
4.2.2.	CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	134
4.2.3.	MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO	134
4.2.3.1.	Modelado de Facies	135
4.2.3.2.	Ambientes de Depositacional	137
4.2.3.3.	Fallas	138
4.2.4.	MODELO DE FLUIDOS O DINÁMICO	139
4.2.4.1.	Modelo de Fluidos	139
a.	Validación de pruebas PVT	139
b.	Cálculo de las propiedades PVT del agua	140
4.2.4.2.	Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares	140
a.	Curvas de permeabilidad relativa promedio	140
b.	Curvas de presión capilar promedio	141

4.2.4.3.	Inicialización del Modelo de Simulación	143
a.	Regiones de Datos PVT	143
b.	Saturación Inicial de Petróleo (So)	144
4.2.5.	CERTIDUMBRE DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL CAMPO SACHA	144
4.2.5.1.	Resultados del ajuste histórico a nivel de reservorio	144
4.3.	EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROCESO DE EOR POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES	151
4.3.1.	SELECCIÓN CONVENCIONAL	151
4.3.2.	CRITERIOS GEOLÓGICOS	160
4.4.	SELECCIÓN DEL ÁREA DE EVALUACIÓN	164
4.4.1.	INDICE DE HETEROGENEIDAD DE LOS POZOS DE LA ARENA “U” INFERIOR	173
4.4.2.	SELECCIÓN DE POZOS Y DEL ARREGLO DE INYECCIÓN	175
4.4.3	HISTORY MATCH DE LOS POZOS DEL ARREGLO DE INYECCIÓN	177
4.5.	MODELAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES CON EL SOFTWARE DE YACIMIENTOS PETREL 2011.1	178
4.5.1.	ECUACIONES DE MODELAMIENTO DE LA OPCIÓN: THE POLYMER FLOOD MODEL	178
4.5.1.1.	Tratamiento de la Viscosidad de los Fluidos	180
4.5.1.2.	Tratamiento de la Adsorción del Polímero	182
4.5.1.3.	Tratamiento de Reducción de la Permeabilidad	182
4.5.1.4.	Tratamiento de Reducción de la Viscosidad por Corte	183
4.5.2.	ECUACIONES DE MODELAMIENTO DE LA OPCIÓN: THE SURFACTANT MODEL	184
4.5.2.1.	Ecuación de Conservación del Surfactante	185
4.5.2.2.	Cálculo del Número de Capilar	185
4.5.2.3.	Modelo de Permeabilidad Relativa	186
4.5.2.4.	Presión Capilar	188
4.5.2.5.	Propiedades PVT del Agua	188
4.5.2.6.	Tratamiento de la Adsorción	189
4.5.2.7.	Modelando el Cambio en la Mojabilidad	190
4.6.	MODELAMIENTO DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES CON EL SIMULADOR PETREL 2011.1	191
4.6.1.	CONSTRUCCIÓN Y EDICIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	191
4.6.2	INTRODUCCIÓN DE DATOS CORRESPONDIENTES A LA OPCIÓN “THE POLYMER MODEL” Y “SURFACTANT MODEL”	193
4.6.2.1.	Sección RUNSPEC	193
4.6.2.2.	Sección GRID	194
4.6.2.3.	Sección EDIT	195
4.6.2.4.	Sección PROPS	195
4.6.2.5.	Sección REGIONS	198
4.6.2.6.	Sección SOLUTION	198
4.6.2.7.	Sección SCHEDULE	199

4.6.2.8.	Sección SUMMARY	199
----------	-----------------	-----

CAPÍTULO V

5	METODOLOGÍA	201
5.1.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	201
5.2.	USO DE MANUALES Y TUTORIALES PARA LA FAMILIARIZACIÓN DEL SIMULADOR	202
5.3.	DEFINICIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA (ARREGLO 7 SPOT)	202
5.4.	DEFINICIÓN DEL ESCENARIO N°1: INYECCIÓN DE POLÍMERO A LA FORMACIÓN	207
5.5.	DEFINICIÓN DEL ESCENARIO N°2: INYECCIÓN DE SURFACTANTE A LA FORMACIÓN	207
5.6.	DEFINICIÓN DEL ESCENARIO N°3: INYECCIÓN DE UNA SOLUCIÓN SURFACTANTE-POLÍMERO (SP) A LA FORMACIÓN	208
5.7.	EVALUACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA (ARREGLO 7 SPOT)	209
5.8.	EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS N°1, 2, 3 EN EL TAMAÑO DE BACHE	210
5.9.	EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS N°1, 2, 3 EN CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO Y SURFACTANTE	212
5.10.	EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS N°1, 2, 3 EN LA ADSORCIÓN DEL POLÍMERO Y EL SURFACTANTE	213
5.11.	EVALUACIÓN DEL ESCENARIO N°1 EN EL FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL (RRF)	214
5.12.	EVALUACIÓN DEL ESCENARIO N°1 EN EL PARÁMETRO DE MEZCLA TODD-LONGSTAFF	215

CAPÍTULO VI

6.	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	216
6.1.	SENSIBILIDADES DE LAS VARIABLES DE DISEÑO	216
6.1.1.	ESCENARIO N°1	216
6.1.1.1.	Tamaño de Bache (Tiempo de Inyección)	216
6.1.1.2.	Concentración	228
6.1.1.3.	Adsorción	241
6.1.1.4.	Factor de Resistencia Residual (RRF)	253
6.1.1.5.	Parámetro de Mezcla Todd-Longstaff	258
6.1.2.	ESCENARIO N°2	265
6.1.2.1.	Tamaño de Bache (Tiempo de Inyección)	265
6.1.2.2.	Concentración	279
6.1.2.3.	Adsorción	290
6.1.3.	ESCENARIO N°3	303
6.1.3.1.	Escenario N°3 a)	303
a.	Tamaño de Bache	303
a.	Concentración	315
b.	Adsorción	325
6.1.3.2.	Escenario N°3 b)	335

a.	Tamaño de Bache	335
b.	Concentración	345
c.	Adsorción	356
6.2.	EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIO N°1, 2 y 3 VS. EL MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA.	367
6.2.1.	Evaluación del Escenario N°1- Inyección de Polímero a la Formación vs. Inyección de Agua.	367
6.2.2.	Evaluación del Escenario N°2- Inyección de Surfactante a la Formación vs. Inyección de Agua.	368
6.2.3.	Evaluación del Escenario N°3- Inyección de surfactante y polímero (SP) a la formación vs. Inyección de Agua.	370
a.	Escenario N°3 a)	370
b.	Escenario N°3 b)	372
6.3.	EVALUACIÓN DEL ESCENARIO N°1 VS. ESCENARIO N°2 VS. ESCENARIO N°3	373
 CAPÍTULO VII		
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO	376
7.1.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL ESCENARIO N°1- INYECCIÓN DE POLÍMERO A LA FORMACIÓN.	380
7.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL ESCENARIO N°2- INYECCIÓN DE SURFACTANTE A LA FORMACIÓN	381
7.3.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL ESCENARIO N°3- INYECCIÓN DE SURFACTANTE Y POLÍMERO, SOLUCIÓN (SP) y BACHES (S-P) A LA FORMACIÓN.	382
a.	Escenario N°3 a)	382
b.	Escenario N°3 b)	383
 CAPÍTULO VIII		
8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	385
8.1.	CONCLUSIONES	385
8.2.	RECOMENDACIONES	388
 CAPÍTULO IX		
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	389
9.1.	BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA	389
 CAPÍTULO X		
10.	ANEXOS	392

LISTA DE TABLAS

	pp.
Tabla 2-1:	28
Estimación del POES y PAES del Campo Sacha y sus Arenas Productoras a diciembre del 2012.	
Tabla 2-2:	30
Reservas Probadas y Remanentes a diciembre del 2012.	
Tabla 2-3:	31
Estimación del Volumen de Petróleo Residual luego Nprim.	
Tabla 2-4:	32
Puntos finales de saturación de petróleo con Inyección Continua de Agua arena “U Inferior”. (Fuente	
Tabla 2-5:	32
Promedio Anual de Producción de petróleo, agua, gas e inyección de agua en la arena “U Inferior”.	
Tabla 2-6:	32
Producción Acumulada de Petróleo, Agua y Gas e Inyección Acumulada de Agua de la arena “U Inferior”.	
Tabla 2-7:	36
Estimación del Factor de Recobro del Campo Sacha al 31 de diciembre del 2012 y luego Nprim.	
Tabla 2-8:	83
Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.	
Tabla 3-1:	98
Cuadro Comparativos de Diferentes clases de Polímeros usados en EOR.	
Tabla 3-2:	114
Clasificación de los surfactantes.	
Tabla 4-1:	136
Configuración utilizada para asignar los tipos de facies.	
Tabla 4-2:	139
Inventario de muestras de fluidos con análisis P.V.T. del Reservorio “U Inferior”	
Tabla 4-3:	140
Propiedades PVT del agua -Reservorio “U Inferior”.	
Tabla 4-4:	143
Condiciones de inicialización -Reservorio “U Inferior”.	
Tabla 4-5:	145
Acumulados de producción de petróleo y agua e inyección de agua.	
Tabla 4-6:	152
°API promedio ponderado.	
Tabla 4-7:	153
Características promedio de la arena “U Inferior” del Campo Sacha.	
Tabla 4-8:	154
Criterios de Selección para Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo.	
Tabla 4-9:	156
Parámetros básicos de propiedades y características de los reservorios de cada uno de los clusters.	
Tabla 4-10:	156
Datos de entrada para desarrollar el análisis de sensibilidades del Campo A (figura 4-15).	
Tabla 4-11:	156
Parámetros básicos de posibles reservorios análogos.	
Tabla 5-1:	203
Dimensiones de la Malla del Modelo del Campo Completo.	
Tabla 5-2:	205
Datos de los pozos del arreglo 7 spot-invertido utilizado en la evaluación.	
Tabla 5-3:	210
Puntos de saturación inicial y final para la inyección de agua del arreglo 7 spot.	
Tabla 5-4:	211
Diseño del Programa de Inyección de Polímeros.	
Tabla 5-5:	211
Diseño del Programa de Inyección de Surfactantes.	
Tabla 5-6:	211
Diseño del Programa de Inyección de una solución Polímero-Surfactante (S-P).	
Tabla 5-7:	212
Diseño del Programa de Inyección de baches de Polímero y Surfactante (S-P).	
Tabla 5-8:	212
Sensibilidades de la concentración del polímero para el escenarios N°1.	
Tabla 5-9:	212
Sensibilidades de la concentración del surfactante para el escenario N°2.	

Tabla 5-10:	Sensibilidades de la concentración del polímero y surfactante para los casos a) y b) del escenario N°3.	213
Tabla 5-11:	Sensibilidades de los valores de adsorción del polímero sobre la roca.	213
Tabla 5-12:	Sensibilidades de los valores de adsorción del surfactante sobre la roca.	214
Tabla 5-13:	Sensibilidades del Factor de Resistencia Residual.	214
Tabla 5-14:	Sensibilidades del parámetro de mezcla Todd-Longstaff (ω).	215
Tabla 6-1:	Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.	218
Tabla 6-2:	Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.	220
Tabla 6-3 a):	Mediciones de la solución de polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.	225
Tabla 6-3 b):	Mediciones de la solución de polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.	225
Tabla 6-4:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.	230
Tabla 6-5:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.	233
Tabla 6-6 a):	Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.	236
Tabla 6-6 b):	Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.	237
Tabla 6-7 a):	Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.	243
Tabla 6-7 b):	Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.	243
Tabla 6-8:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.	244
Tabla 6-9:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.	247
Tabla 6-10:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad RRF - Escenario N°1.	254
Tabla 6-11:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad RRF - Escenario N°1.	255
Tabla 6-12:	Mediciones de la Inyección polímero-Sensibilidad RRF - Escenario N°1.	255
Tabla 6-13:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.	259
Tabla 6-14:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.	260
Tabla 6-15:	Mediciones de la inyección polímero - Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.	262
Tabla 6-16:	Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.	267
Tabla 6-17:	Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.	270
Tabla 6-18 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.	273
Tabla 6-18 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache -Escenario N°2.	273
Tabla 6-19:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.	283

Tabla 6-20:	Tasa y acumulado de producción de agua- Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.	285
Tabla 6-21 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.	288
Tabla 6-21 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.	288
Tabla 6-22 a):	Mediciones de la inyección de surfactante -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.	292
Tabla 6-22 b):	Mediciones de la inyección surfactante -Sensibilidad Adsorción- Escenario N°2.	292
Tabla 6-23:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.	295
Tabla 6-24:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.	296
Tabla 6-25:	Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).	304
Tabla 6-26:	Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).	308
Tabla 6-27 a):	Mediciones del surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).	312
Tabla 6-27 b):	Mediciones del surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).	312
Tabla 6-28 a):	Mediciones del polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 a).	312
Tabla 6-28 b):	Mediciones del polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 a).	312
Tabla 6-29:	Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 a).	216
Tabla 6-30:	Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).	319
Tabla 6-31 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).	322
Tabla 6-31 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).	323
Tabla 6-32 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).	323
Tabla 6-32 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).	323
Tabla 6-33 a):	Mediciones del surfactante -Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).	327
Tabla 6-33 b):	Mediciones del surfactante- Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).	327
Tabla 6-34 a):	Mediciones del polímero- Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).	328
Tabla 6-34 b):	Mediciones del polímero-Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).	328
Tabla 6-35:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).	329
Tabla 6-36:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).	333
Tabla 6-37:	Tasa y Producción Acumulada de Producción de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).	337
Tabla 6-38:	Tasa y Acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).	340
Tabla 6-39 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).	342
Tabla 6-39 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache	342

	- Escenario N°3 b).	
Tabla 6-40 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).	342
Tabla 6-40 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).	343
Tabla 6-41:	Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 b).	346
Tabla 6-42:	Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).	349
Tabla 6-43 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).	352
Tabla 6-43 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).	353
Tabla 6-44 a):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).	353
Tabla 6-44 b):	Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).	353
Tabla 6-45 a):	Mediciones inyección por baches de surfactante-Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3).	358
Tabla 6-45 b):	Mediciones inyección por baches de surfactante -Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 b).	358
Tabla 6-46 a):	Mediciones inyección por baches de polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).	359
Tabla 6-46 b):	Mediciones inyección por baches de polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).	359
Tabla 6-47:	Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).	360
Tabla 6-48:	Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).	363
Tabla 6-49:	Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°1 vs. Inyección de Agua.	368
Tabla 6-50:	Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°1 vs. Inyección de Agua.	368
Tabla 6-51:	Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°2 vs. Inyección de Agua.	369
Tabla 6-52:	Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°2 vs. Inyección de Agua.	370
Tabla 6-53:	Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°3 a) vs. Inyección de Agua.	371
Tabla 6-54:	Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°3 a) vs. Inyección de Agua.	372
Tabla 6-55:	Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°3 b) vs. Inyección de Agua.	373
Tabla 6-56:	Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°3 b) vs. Inyección de Agua.	373
Tabla 6-57:	Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.	374
Tabla 6-58:	Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.	375
Tabla 6-59:	Cambio en el precio Barril de Petróleo, Caso base, Optimista y Límite.	379
Tabla 6-60:	Cambio en el precio del Surfactante y Polímero, Caso base, Optimista y Pesimista.	379

LISTA DE FIGURAS

	pp.
Figura 2-1: Mapa de Ubicación Geográfica del Campo Sacha- “La Joya de los Sachas”	10
Figura 2-2: Mapa tectónico de la Cuenca Oriente, mostrando "Plays" petroleros.	11
Figura 2-3: Columna Estratigráfica General del Campo Sacha.	15
Figura 2-4: Perfil de temperatura de un pozo típico (gradiente geotérmico).	17
Figura 2-5: Curvas de Kro y Krw en función de la saturación de agua.	20
Figura 2-6: Diagrama de fuerzas (Presión Capilar).	22
Figura 2-7: Perfil de presiones tipo para un reservorio sin daño de formación.	23
Figura 2-8: Distribución de los fluidos en el medio poroso.	24
Figura 2-9: Mojabilidad de los fluidos.	25
Figura 2-10: Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener.	38
Figura 2-11: Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.	42
Figura 2-12: Esquema del proceso de inyección de agua.	47
Figura 2-13: Esquema del desplazamiento de fluidos a través de un lazo poroso.	48
Figura 2-14: Factores que afectan a la recuperación de petróleo en procesos EOR por inyección de químicos.	50
Figura 2-15: Factores que afectan a la recuperación de petróleo en procesos EOR por inyección de químicos.	54
Figura 2-16: Eficiencia vertical de barrido.	55
Figura 2-17: Inyección de agua con Razón de Movilidad ($M > 1$) desfavorable. (a) Comparación de la inestabilidad viscosa (adensamiento) entre la inyección de agua (b) y la de polímeros (c) en un arreglo de inyección 5 spot invertido.	59
Figura 2-18: Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad.	62
Figura 2-19: Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto.	62
Figura 2-20: Adsorción de surfactante en la interfase agua-petróleo.	64
Figura 2-21: Cambio de mojabilidad por a la acción de surfactantes.	64
Figura 2-22: Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo.	66
Figura 2-23: Permeabilidades relativas en función de las saturaciones.	69
Figura 2-24: Formación de dígitos durante una inyección con movilidad mal controlada	71
Figura 2-25: Gota de líquido (L) mojando la pared de un capilar, en ausencia de movimiento (izquierda), y en desplazamiento en la dirección de la flecha (derecha).	72
Figura 2-26: Radios de curvatura (en ausencia de gravedad) en los meniscos de avance y de retroceso en función de los ángulos de contacto.	72
Figura 2-27: Gota sobre plato inclinado mostrando la histéresis de ángulo de contacto.	73
Figura 2-28: Configuración de una gota de aceite (O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso.	74
Figura 2-29: (a) Bajos y (b) Altos Números capilares en términos de las curvas de permeabilidad relativa.	76
Figura 2-30: Ocurrencia de tensión interfacial ultra-baja en condiciones muy particulares (formulación óptima).	78

Figura 2-31:	Movilización de las gotas atrapadas mediante la inyección de solución de surfactante que produce una baja tensión interfacial.	79
Figura 2-32:	Diagrama ternario (tipo Winsor II) en el cual la fase aceite (circulo negro) ha solubilizado una considerable cantidad de agua.	80
Figura 2-33:	Esquema del proceso de inyección de polímeros.	84
Figura 2-34:	Esquema del proceso de inyección de surfactantes.	86
Figura 2-35:	Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas.	87
Figura 2-36:	Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP.	90
Figura 2-37:	Desplazamiento de Petróleo por Acción de Bacterias.	91
Figura 3-1:	Polimerización, estructura de la acrilamida y poliacrilamida, y acrilonitrilo y poliacrilonitrilo.	93
Figura 3-2:	Molécula de Polímero.	94
Figura 3-3:	Biopolímero, Estructura de la Glucosa	95
Figura 3-4:	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.	97
Figura 3-5:	Polisacárido (biopolímero).	97
Figura 3-6:	Estructura molecular de nuevos polímeros para la aplicación de recuperación mejorada.	99
Figura 3-7:	Diagrama esquemático de la mejora en el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema.	100
Figura 3-8:	Equipo experimental usado en las pruebas de desplazamiento.	102
Figura 3-9:	Diagrama esquemático de mecanismos de retención de polímeros en el medio poroso.	103
Figura 3-10:	Comportamiento reológico típico de los fluidos.	107
Figura 3-11:	Esquema del efecto de una solución altamente ionizada en la estructura de la poliacrilamida hidrolizada (HPAM).	108
Figura 3-12:	Efecto de la concentración de NaCl sobre la adsorción de poliacrilamida parcialmente hidrolizada en Sílica.	109
Figura 3-13:	Estructura molecular de surfactantes.	113
Figura 3-14:	Definición esquemática de la Concentración Micelar Caritativa (CMC).	117
Figura 3-15:	Definición esquemática de la Concentración Micelar Caritativa (CMC) en función de la Tensión Superficial	117
Figura 3-16:	Micela de tipo S1 y zona (en gris) del diagrama ternario en la cual ella aparece.	118
Figura 3-17:	Micela de tipo S2 y zona (en gris) del diagrama ternario en la cual ella aparece.	119
Figura 3-18:	Estructuras propuestas por Winsor (1954) para el caso $R = 1$ Estructura laminar plana (a) y estructura flexible S1/S2 (b).	119
Figura 3-19:	Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo.	121
Figura 3-20:	Esquema en forma de S de la curva de adsorción.	124
Figura 3-21:	Efecto de la mojabilidad sobre la saturación residual de la fase mojante y no-mojante.	126
Figura 3-22:	Efecto de la distribución del tamaño de poro sobre la CDC.	127
Figura 3-23:	Curva típica de permeabilidades relativas a dos fases.	128
Figura 4-1:	Etapas del Desarrollo del Modelo Numérico de Yacimientos.	134
Figura 4-2:	Configuración y escalamiento de facies de la arena U.	136
Figura 4-3:	Modelo de distribución de facies para la arena "U Inferior" del Campo Sacha.	137
Figura 4-4:	Propagación de facies "U" Inferior.	138

Figura 4-5:	Curvas de Permeabilidad Relativa- Arena Ui.	141
Figura 4-6:	Curvas de Presión Capilar- Arena Ui.	142
Figura 4-7:	Regiones del campo de acuerdo a las funciones PVT de los fluidos.	143
Figura 4-8:	Ajuste Histórico de Producción e Inyección de Agua y Petróleo-Reservorio “U Inferior”.	146
Figura 4-9:	Ajuste Histórico Inyección de Agua y Producción de Gas- Reservorio “U Inferior”.	147
Figura 4-10:	Producción Acumulada de petróleo y Producción e Inyección Acumulada de agua-Yacimiento “U Inferior”.	148
Figura 4-11:	Ajuste Histórico de la producción de gas.	148
Figura 4-12:	Comportamiento de Producción e Inyección de Fluidos- Reservorio “U Inferior”.	150
Figura 4-13:	Rango de densidades API° para la Selección adecuada de los diversos métodos de EOR.	153
Figura 4-14:	Mapa de selección experto con extensión en proyectos de EOR (AP; SP; y ASP) para identificar campos análogos potenciales para la arena “U Inferior” bajo evaluación.	155
Figura 4-15:	Vista Zoom de clúster 1 del mapa experto de la figura 4-14 para identificar potenciales análogos para inyecciones químicas EOR.	157
Figura 4-16:	Efecto de la salinidad sobre la viscosidad de una solución de polímero al 0.05%.	159
Figura 4-17:	Escalas de Heterogeneidad del Reservorio. (de Dryer)	160
Figura 4-18:	Matriz de heterogeneidad clásica Tyler y Finley (Tyler y Finley3).	162
Figura 4-19:	Matrices de heterogeneidad de Tyler y Finley que muestra las zonas donde los diferentes procesos IOR/EOR tienen éxito.	163
Figura 4-20:	Vista Superior – Modelo de Saturación Ternaria (gas, agua, petróleo) a Julio del 2012.	165
Figura 4-21:	Vista Superior – Modelo de Presión de la Arena “U Inferior”, zonas de alta y baja presión.	166
Figura 4-22:	Vista Superior - Poblamiento del Tipo de Roca como función de la porosidad-capa N°10.	167
Figura 4-23:	Área con una buena continuidad del Tipo de Roca como función de la porosidad.	168
Figura 4-24:	Modelo de saturación de petróleo, vista SO-NE.	169
Figura 4-25:	Área con una buena porosidad condicionada a facies.	170
Figura 4-26:	Área con una buena porosidad.	171
Figura 4-27:	Área con una buena permeabilidad en los ejes X, Y, y Z.	172
Figura 4-28:	Índice de Heterogeneidad para los Pozos de la Arena “U” Inferior a Agosto del 2012.	174
Figura 4-29:	Pozos con alta producción de petróleo y alta producción de agua (sacha central y norte1).	175
Figura 4-30:	Ubicación original de los 7 pozos del arreglo escogido para la evaluación de la inyección de polímeros y surfactantes en la arena Ui.	176
Figura 4-31:	Correlación de los 7 pozos del arreglo escogido para la evaluación de la inyección de polímeros y surfactantes en la arena Ui.	176
Figura 4-32:	Cotejo de la Tasa y Acumulado de producción de petróleo del Histórico vs. COTEJO JULIO 2012.	177
Figura 4-33:	Cotejo de la Tasa y Acumulado de producción de petróleo del Histórico vs. COTEJO JULIO 2012.	178
Figura 4-34:	Curvas de permeabilidad relativa (inmiscible y miscible) usadas para el	187

	cálculo de la permeabilidad final en el proceso de inyección de surfactantes.	
Figura 4-35:	Cuadro de dialogo-Make development strategy.	192
Figura 4-36:	Cuadro de dialogo-Define simulation case utilizando estrategias de cotejo y de predicción.	192
Figura 4-37:	Keyword Editor de ECLIPSE 100 desplegado desde PETREL 2011.1	193
Figura 4-38:	Sección RUNSPEC del Keyword Editor.	194
Figura 4-39:	Sección PROPS del Keyword Editor.	197
Figura 5-1:	Modelo del sector correspondiente al área de Evaluación para la Inyección de Polímeros y Surfactantes (sección del Modelo de la arena “U Inferior”).	206
Figura 5-2:	Tasa y producción acumulada de petróleo y agua del arreglo 7 spot invertido-Modelo Inyección de Agua vs. Caso Base BHP.	209
Figura 6-1:	Tasa de Prod. de Petróleo -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	216
Figura 6-2:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	217
Figura 6-3:	Zoom figura 6-2, Prod. Acum. de Petróleo- Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	217
Figura 6-4:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-188D- Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	218
Figura 6-5:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	219
Figura 6-6:	Tasa de Prod. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	220
Figura 6-7:	Prod. Acum. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	220
Figura 6-8:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	221
Figura 6-9:	Tasa a) y Acum. b) de Prod. de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°1.	222
Figura 6-10:	Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	223
Figura 6-11:	Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	223
Figura 6-12:	Adsorción Acum. de Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	224
Figura 6-13:	Prod. Acum. de Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°1.	224
Figura 6-14:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- Tamaño de bache 3años- 3meses (corte en sección).	225
Figura 6-15:	Saturación de agua de la zona de evaluación -Tamaño de bache 3años- 3meses (vista superior-capa N°10(a) y N°20(b)).	226
Figura 6-16:	Conc. de polímero- 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b) -Tamaño de bache 3años- 3meses (corte pozo S-188D- S-181).	227
Figura 6-17:	Conc. de polímero- 01/08/2022 -Tamaño de bache 3años- 3meses (capa N°10 a) y N°20 b)).	228
Figura 6-18:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	228
Figura 6-19:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	229
Figura 6-20:	Zoom figura6-7, Prod. Acum. de Petróleo -Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	229
Figura 6-21:	Tasa a) y Acum. b) de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	230
Figura 6-22:	Tasa a) y Acum. b) de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	231
Figura 6-23:	Tasa de Prod. de Agua-Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	232
Figura 6-24:	Prod. Acum. de Agua-Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	232
Figura 6-25:	Tasa a) y Acum. b) de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	233

Figura 6-26:	Tasa a) y Acum. b) de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	234
Figura 6-27:	Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	234
Figura 6-28:	Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	235
Figura 6-29:	Adsorción Acum. de Polímero- Sensibilidad Conc.- Esc. N°1.	235
Figura 6-30:	Prod. Acum. de Polímero- Sensibilidad Conc.- Esc. N°1.	236
Figura 6-31:	Polímero en sol.-Sensibilidad Conc. - Esc. N°1.	236
Figura 6-32:	Viscosidad efectiva del agua para las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, Capa N°10 y N°20.	237
Figura 6-33:	Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-188D, Capa N°10 y N°20.	238
Figura 6-34:	Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-153, Capa N°10 y N°20.	239
Figura 6-35:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- Conc. 0.31 LB/BL (corte en sección)- 01/08/2022.	239
Figura 6-36:	Saturación de agua de la zona de evaluación Esc. N°1 – Conc. 0.31 LB/BL (vista superior-capa N°10(a) y N°20(b))- 01/08/2022.	240
Figura 6-37:	Conc. de polímero- Conc. 0.31 LB/BL -(corte pozo S-188D- S-181)- 01/09/2016.	240
Figura 6-38:	Conc. de polímero- Conc. 0.31 LB/BL (corte pozo S-188D- S-181)- 01/08/2022.	241
Figura 6-39:	Conc. de polímero- Conc. 0.31 LB/BL- (capa N°10 a) y N°20 b))- 01/08/2022.	241
Figura 6-40:	Adsorción Acum. de Polímero-Sensibilidad Adsorción. - Esc. N°1.	242
Figura 6-41:	Polímero en sol.- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	242
Figura 6-42:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	243
Figura 6-43:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	244
Figura 6-44:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Adsorción- Esc. N°1.	245
Figura 6-45:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	246
Figura 6-46:	Tasa de Prod. de Agua -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	246
Figura 6-47:	Prod. Acum. de Agua -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	247
Figura 6-48:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	248
Figura 6-49:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°1.	248
Figura 6-50:	Viscosidad efectiva del agua para las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, Capa N°10 y N°20	249
Figura 6-51:	Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo S-188D, Capa N°10 y N°20.	249
Figura 6-52:	Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo S-153, Capa N°10 y N°20.	250
Figura 6-53:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- Baja Adsorción 0.0000017 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2022.	250
Figura 6-54:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- Moderada Adsorción 0.000017 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2022.	251
Figura 6-55:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- Alta Adsorción 0.0017 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2022.	251
Figura 6-56:	Conc. de polímero Esc. N°1- Adsorción Baja 0.0000017 LB/LB (corte pozo S-188D- S-181) - 01/08/2022.	252
Figura 6-57:	Conc. de polímero Esc. N°1- Adsorción Moderada 0.000017 LB/LB (corte pozo S-188D- S-181) - 01/08/2022	252

Figura 6-58:	Conc. de polímero Esc. N°1- Adsorción Alta 0.0017 LB/LB (corte pozo S-188D - S-181) - 01/08/2022.	252
Figura 6-59:	Tasa de Prod. de Agua- Sensibilidad RRF- Esc. N°1.	253
Figura 6-60:	Prod. Acum. de Agua- Sensibilidad RRF- Esc. N°1.	253
Figura 6-61:	Tasa de Prod. de Petróleo- Sensibilidad RRF. - Esc. N°1.	254
Figura 6-62:	Prod. Acum. de Petróleo- Sensibilidad RRF - Esc. N°1.	255
Figura 6-63:	Adsorción Acum. de Polímero- Sensibilidad RRF- Esc. N°1	256
Figura 6-64:	Prod. Acum. de Polímero- Sensibilidad RRF- Esc. N°1.	256
Figura 6-65:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- RRF=1.75 (corte en sección) - 01/08/2022.	256
Figura 6-66:	Perfil de Saturación de Esc. N°1- RRF=3.5 (corte en sección) - 01/08/2022.	257
Figura 6-67:	Conc. de polímero- Esc. N°1- RRF=1.75 LB/LB (corte pozo S-188D - S-181) - 01/08/2022.	257
Figura 6-68:	Conc. de polímero- Esc. N°1- RRF=3.5 LB/LB (corte pozo S-188D - S-181) - 01/08/2022.	257
Figura 6-69:	Tasa de Prod. de Agua- Sensibilidad TLGST- Esc. N°1.	258
Figura 6-70:	Prod. Acum. de Agua- Sensibilidad TLGST- Esc. N°1.	258
Figura 6-71:	Tasa de Prod. de Petróleo- Sensibilidad TLGST - Esc. N°1.	259
Figura 6-72:	Prod. Acum. de Petróleo- Sensibilidad TLGST - Esc. N°1.	259
Figura 6-73:	Viscosidad efectiva del agua para las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, Capa N°10 y N°20.	260
Figura 6-74:	Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-188D, Capa N°10 y N°20.	261
Figura 6-75:	Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-153, Capa N°10 y N°20.	261
Figura 6-76:	Adsorción Acum. de Polímero- Sensibilidad TLGST- Esc. N°1.	262
Figura 6-77:	Prod. Acum. de Polímero- Sensibilidad TLGST- Esc. N°1.	262
Figura 6-78:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- TLGST=1- 01/08/2022.	263
Figura 6-79:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°1- TLGST=0- 01/08/2022.	263
Figura 6-80:	Conc. de polímero Esc. N°1- TLGST=1- 01/08/2022.	264
Figura 6-81:	Conc. de polímero Esc. N°1- TLGST=0 - 01/08/2022.	264
Figura 6-82:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de bache - Esc. N°2.	265
Figura 6-83:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°2.	265
Figura 6-84:	Zoom figura 6-83- Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°2.	266
Figura 6-85:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°2.	268
Figura 6-86:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°2.	269
Figura 6-87:	Tasa de Prod. de Agua- Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°2.	269
Figura 6-88:	Prod. Acum. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°2.	270
Figura 6-89:	Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°2.	271
Figura 6-90:	Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°2.	271
Figura 6-91:	Adsorción Acum. de Surfactante- Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°2.	272
Figura 6-92:	Prod. Acum. de Surfactante- Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°2.	272

Figura 6-93:	Surfactante en sol.- Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°2.	273
Figura 6-94:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-52B_INJ- Capa N°10 a) y N°20 b).	274
Figura 6-95:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-188D- Capa N°10 a) y N°20 b).	275
Figura 6-96:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-153- Capa N°10 a) y N°20 b).	275
Figura 6-97:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte en sección) - 01/08/2022.	276
Figura 6-98:	Perfil de Saturación de petróleo Esc. N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte en sección) - 01/09/2015.	276
Figura 6-99:	Perfil de Saturación de petróleo Esc. N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte en sección) - 01/08/2022.	277
Figura 6-100:	Saturación de petróleo Esc. N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (vista superior-capas N°10(a), N°15(b) y N°20(c)) - 01/08/2022.	278
Figura 6-101:	Conc. de Surfactante Esc. N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b).	278
Figura 6-102:	Conc. de surfactante Esc. N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (capa N°10 a) y N°20 b)) - 01/08/2016.	279
Figura 6-103:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°2.	280
Figura 6-104:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°2.	280
Figura 6-105:	Zoom figura 6-120-Prod. Acum. de Petróleo- Sensibilidad Conc. - Esc. N°2.	281
Figura 6-106:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Conc. - Esc. N°2.	282
Figura 6-107:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	282
Figura 6-108:	Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Conc. - Esc. N°2.	283
Figura 6-109:	Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Conc. - Esc. N°2.	284
Figura 6-110:	Tasa de Prod. de Agua-Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	284
Figura 6-111:	Prod. Acum. de Agua-Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	285
Figura 6-112:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua Pozo S-188D -Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	286
Figura 6-113:	Prod. Acum. de Agua Pozo S-153 -Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	286
Figura 6-114:	Adsorción Acum. de Surfactante- Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	287
Figura 6-115:	Prod. Acum. de Surfactante- Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	287
Figura 6-116:	Surfactante en sol.- Sensibilidad Conc.- Esc. N°2.	288
Figura 6-117:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-52B_INJ- Capa N°10 a) y N°20 b).	289
Figura 6-118:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-188D- Capa N°10 a) y N°20 b).	290
Figura 6-119:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-153- Capa N°10 a) y N°20 b).	290
Figura 6-120:	Adsorción Acum. de Surfactante-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	291
Figura 6-121:	Surfactante en sol.- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	291
Figura 6-122:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	292
Figura 6-123:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	293
Figura 6-124:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Adsorción- Esc. N°2.	294
Figura 6-125:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	294
Figura 6-126:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo Pozo S-186 -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	295
Figura 6-127:	Tasa de Prod. de Agua -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	295
Figura 6-128:	Prod. Acum. de Agua -Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	296
Figura 6-129:	Prod. Acum. de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	297

Figura 6-130:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°2.	297
Figura 6-131:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-52B_INJ- Capa N°10 a) y N°20 b)- Esc. N°2.	298
Figura 6-132:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-188D- Capa N°10 a) y N°20 b)- Esc. N°2.	299
Figura 6-133:	Tensión Superficial- Celdas Pozo S-153- Capa N°10 a) y N°20 b)- Esc. N°2.	300
Figura 6-134:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°2- Baja Adsorción 0.00005 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2002	300
Figura 6-135:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°2- Moderada Adsorción 0.0005 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2002.	301
Figura 6-136:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°2- Alta Adsorción 0.005 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2002.	301
Figura 6-137:	Conc. de Surfactante- Esc. N°2- Baja Adsorción 0.00005 LB/BL (corte pozo S-188D- S-181)- 01/09/2016.	302
Figura 6-138:	Conc. de Surfactante Esc. N°2- Moderada Adsorción 0.0005 LB/BL (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.	302
Figura 6-139:	Conc. de Surfactante Esc. N°2- Alta Adsorción 0.005 LB/BL (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.	302
Figura 6-140:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de bache - Esc. N°3 a).	303
Figura 6-141:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	304
Figura 6-142:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo Pozo S-188D-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	305
Figura 6-143:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo Pozo S-153-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	305
Figura 6-144:	Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-181D- Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	306
Figura 6-145:	Prod. Acum. de petróleo Pozo S-186-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	306
Figura 6-146:	Tasa de Prod. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 a).	307
Figura 6-147:	Prod. Acum. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 a).	307
Figura 6-148:	Prod. Acum. de Agua Pozo S-181D -Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 a).	308
Figura 6-149:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua Pozo S-186 -Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 a).	309
Figura 6-150:	Inyec. Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	309
Figura 6-151:	Adsorción Acum. de Surfactante y polímero- Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	310
Figura 6-152:	Prod. Acum. de Surfactante y polímero - Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	310
Figura 6-153:	Surfactante en sol. - Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	311
Figura 6-154:	Polímero en sol. - Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	311
Figura 6-155:	Perfil de Saturación de agua- Esc. N°3 a) Tamaño de Bache 3años- 3meses - 01/08/2002.	313
Figura 6-156:	Perfil de Saturación de petróleo Esc. N°3 a) Tamaño de Bache 3años- 3meses- (corte en sección) - 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b).	314
Figura 6-157:	Saturación de petróleo- Esc. N°3 a)- Tamaño de bache 3años- 3meses- (vista superior-capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.	315
Figura 6-158:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	315

Figura 6-159:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	316
Figura 6-160:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-188D- Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	317
Figura 6-161:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. Acum. de Petróleo Pozo S-153-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	317
Figura 6-162:	Tasa de Prod. de Agua -Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	318
Figura 6-163:	Prod. Acum. de Agua -Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	318
Figura 6-164:	Tasa (a) y Acum. (b) de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	319
Figura 6-165:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-153 - Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	320
Figura 6-166:	Adsorción Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 a).	321
Figura 6-167:	Prod. Acum. de Surfactante y Polímero- Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	321
Figura 6-168:	Surfactante en sol. - Sensibilidad Conc.- Esc. N°3 a).	322
Figura 6-169:	Polímero en sol. - Sensibilidad Conc.- Esc. N°3 a).	322
Figura 6-170:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°3 a)- Conc. SUR_1.75-PLY_0.21 LB/BL (corte en sección) - 01/08/2022.	324
Figura 6-171:	Perfil de Saturación de petróleo Esc. N°3 a) – Conc. SUR_1.75-PLY_0.21 LB/BL (corte en sección) - 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b).	324
Figura 6-172:	Saturación de petróleo- Esc. N°3 a)- Conc. SUR_1.75-PLY_0.21 LB/BL (vista superior-capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.	325
Figura 6-173:	Adsorción Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	326
Figura 6-174:	Prod. Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	326
Figura 6-175:	Surfactante en sol. - Sensibilidad Adsorción- Esc. N°3 a).	327
Figura 6-176:	Polímero en sol. - Sensibilidad Adsorción- Esc. N°3 a).	327
Figura 6-177:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	328
Figura 6-178:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	329
Figura 6-179:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo Pozo S-186- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	330
Figura 6-180:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo Pozo S-181- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	330
Figura 6-181:	Tasa de Prod. de Agua- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	331
Figura 6-182:	Prod. Acum. de Agua- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	331
Figura 6-183:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	332
Figura 6-184:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 a).	332
Figura 6-185:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°3 a)- Adsorción Baja (corte en sección) - 01/08/2022	333
Figura 6-186:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°3 a)- Adsorción Moderada (corte en sección) - 01/08/2022.	333
Figura 6-187:	Conc. de Surfactante- Esc. N°3 a)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181)- 01/09/2016.	334
Figura 6-188:	Conc. de Surfactante Esc. N°3 a)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.	334
Figura 6-189:	Conc. de Polímero Esc. N°3 a)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.	335

Figura 6-190:	Conc. de Polímero Esc. N°3 a)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D-S-181) - 01/09/2016.	335
Figura 6-191:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de bache - Esc. N°3 b).	336
Figura 6-192:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	336
Figura 6-193:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	338
Figura 6-194:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	338
Figura 6-195:	Tasa de Prod. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 b).	339
Figura 6-196:	Prod. Acum. de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Esc. N°3 b).	339
Figura 6-197:	Adsorción Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	340
Figura 6-198:	Prod. Acum. de Surfactante y polímero - Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	341
Figura 6-199:	Surfactante en sol. - Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	341
Figura 6-200:	Polímero en sol. - Sensibilidad Tamaño de Bache - Esc. N°3 b).	342
Figura 6-201:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°3 b) Tamaño de bache SURF_0-11_PLY_2-4 -(corte en sección)- 01/08/2002.	343
Figura 6-202:	Perfil de Saturación de petróleo Esc. N°3 b)- Tamaño de bache SURF_0-11_PLY_2-4 (corte en sección) - 01/05/2014 (a) 01/09/2016 (b) 01/08/2022 (c).	344
Figura 6-203:	Saturación de petróleo- Esc. N°3 b)- Tamaño de bache - (vista superior- capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.	344
Figura 6-204:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	345
Figura 6-205:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	346
Figura 6-206:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-188D-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	347
Figura 6-207:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-153-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 a).	348
Figura 6-208:	Tasa de Prod. de Agua -Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	348
Figura 6-209:	Prod. Acum. de Agua -Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	349
Figura 6-210:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	350
Figura 6-211:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	350
Figura 6-212:	Adsorción Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	351
Figura 6-213:	Prod. Acum. de Surfactante y Polímero- Sensibilidad Conc. - Esc. N°3 b).	351
Figura 6-214:	Surfactante en sol. - Sensibilidad Conc.- Esc. N°3 b).	352
Figura 6-215:	Polímero en sol. - Sensibilidad Conc.- Esc. N°3 b).	352
Figura 6-216:	Perfil de Saturación de agua- Esc. N°3 b) - 01/08/2022.	354
Figura 6-217:	Perfil de Saturación de petróleo Esc. N°3 b)- (corte en sección) - 01/05/2014 (a), 01/09/2016 (b) y 01/08/2022 (c).	355
Figura 6-218:	Saturación de petróleo- Esc. N°3 b)- CSURF_1.75_PLY_0.21- (vista superior- capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.	356
Figura 6-219:	Adsorción Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	357
Figura 6-220:	Prod. Acum. de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción- Esc. N°3 b).	357

Figura 6-221:	Surfactante en sol. - Sensibilidad Adsorción- Esc. N°3 b).	358
Figura 6-222:	Polímero en sol. - Sensibilidad Adsorción- Esc. N°3 b).	358
Figura 6-223:	Tasa de Prod. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	359
Figura 6-224:	Prod. Acum. de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	360
Figura 6-225:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	361
Figura 6-226:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	361
Figura 6-227:	Tasa de Prod. de Agua- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	362
Figura 6-228:	Prod. Acum. de Agua- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	362
Figura 6-229:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	363
Figura 6-230:	Tasa (a) y Acum. (b) de Prod. de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Esc. N°3 b).	364
Figura 6-231:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°3 b)- Adsorción Baja (corte en sección) - 01/08/2022.	364
Figura 6-232:	Perfil de Saturación de agua Esc. N°3 b)- Adsorción Moderada (corte en sección) - 01/08/2022.	365
Figura 6-233:	Conc. de Surfactante- Esc. N°3 b)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181)- 01/05/2014.	365
Figura 6-234:	Conc. de Surfactante Esc. N°3 b)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/05/2014.	366
Figura 6-235:	Conc. de Polímero Esc. N°3 b)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.	366
Figura 6-236:	Conc. de Polímero Esc. N°3 b)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.	366
Figura 6-237:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo- Esc. N°1 vs. Inyec. de Agua.	367
Figura 6-238:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua- Esc. N°1 vs. Inyec. de Agua.	368
Figura 6-239:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo- Esc. N°2 vs. Inyec. de Agua.	369
Figura 6-240:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua- Esc. N°2 vs. Inyec. de Agua.	370
Figura 6-241:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo- Esc. N°3 a) vs. Inyec. de Agua.	371
Figura 6-242:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua- Esc. N°3 a) vs. Inyec. de Agua.	371
Figura 6-243:	Tasa y Acum. de Prod. de Petróleo- Esc. N°3 b) vs. Inyec. de Agua.	372
Figura 6-244:	Tasa y Acum. de Prod. de Agua- Esc. N°3 b) vs. Inyec. de Agua.	373
Figura 6-245:	Tasa de Prod. de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.	374
Figura 6-246:	Prod. Acum. de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.	374
Figura 6-247:	Tasa de Prod. de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.	375
Figura 6-248:	Prod. Acum. de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.	375

LISTA DE ANEXOS

	pp.
ANEXO A:	KEYWORDS DE LA OPCIÓN “POLYMER FLOOD MODEL” 392
A-1:	Sección RUNSPEC 392
A-2:	Sección GRID 392
A-3:	Sección PROPS 392
A-4:	Sección REGIONS 392
A-5:	Sección SOLUTION 392
A-6:	Sección SUMMARY 393
A-7:	Sección SCHEDULE 393
ANEXO B:	KEYWORDS DE LA OPCIÓN “SURFACTANT MODEL” 394
B-1:	Sección RUNSPEC 394
B-2:	Sección GRID 394
B-3:	Sección PROPS 394
B-4:	Sección REGIONS 395
B-5:	Sección SOLUTION 395
B-6:	Sección SUMMARY 395
B-7:	Sección SCHEDULE 395
ANEXO C:	PROPIEDADES DE LOS POLÍMEROS Y SU INTERACCIÓN CON LA ROCA Y FLUIDOS DEL RESERVORIO, INGRESADOS EN LAS KEYWORDS DE LA SECCIÓN “PROPS”. 396
C-1:	FUNCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN DE POLÍMERO. 396
C-2:	PROPIEDADES ESPECÍFICAS ROCA POLÍMERO 396
C-3:	FUNCIONES DE ADSORCIÓN DEL POLÍMERO. 397
C-4:	CONCENTRACIÓN SAL/POLÍMERO PARA CALCULOS DE MEZCLAS. 397
C-5:	PARÁMETRO DE MEZCLA TODD-LONGSTAFF 397
ANEXO D:	PROPIEDADES DE LOS SURFACTANTES Y SU INTERACCIÓN CON LA ROCA Y FLUIDOS DEL RESERVORIO, INGRESADOS EN LAS KEYWORDS DE LA SECCIÓN “PROPS”. 398
D-1:	FUNCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN DE SURFACTANTE. 398
D-2:	FUNCIONES DE ADSORCIÓN DEL SURFACTANTE. 398
D-3:	TENSIÓN SUPERFICIAL AGUA-PETRÓLEO VS. CONCENTRACIÓN (SURFACTANTE). 399
D-4:	FUNCIONES DE DESATURACIÓN CAPILAR DEL SURFACTANTE. 400
D-5:	ESPECIFICA LAS PROPIEDADES SURFACTANTE-ROCA. 400
ANEXO E:	TABLAS DE LAS FUNCIONES DE SATURACIÓN AGUA- PETRÓLEO VS. SATURACIÓN DE AGUA. 401
ANEXO F:	COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA. 404

ANEXO G:	DENSIDAD DE LOS FLUIDOS A CONDICIONES DE SUPERFICIE.	404
ANEXO H:	PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO VIVO (CON GAS DISUELTO).	404
ANEXO I:	FUNCIONES PVT DEL AGUA.	406
ANEXO J:	INYECCIÓN ASP EN EL CAMPO CAMBRIDGE.	407
J-1:	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CAMBRIDGE.	407
J-2:	PRODUCCIÓN DEL CAMPO CAMBRIDGE CON INYECCIÓN ASP.	407
J-3:	RESUMEN DEL RECOBRO DE PETRÓLEO EN EL CAMPO CAMBRIDGE.	407
ANEXO K:	INYECCIÓN ASP EN EL CAMPO TANNER.	408
K-1:	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO TANNER.	408
K-2:	PRODUCCIÓN DEL CAMPO TANNER CON INYECCIÓN ASP.	408
K-3:	RESUMEN DEL RECOBRO DE PETRÓLEO EN EL CAMPO TANNER.	408
ANEXO L:	INYECCIÓN ASP EN EL CAMPO MELLOTT RANCH.	409
L-1:	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO MELLOTT RANCH.	409
L-2:	PRODUCCIÓN DEL CAMPO MELLOTT RANCH CON INYECCIÓN ASP.	409
ANEXO M:	PRUEBAS DE LABORATORIO QUE SE DEBEN REALIZAR PARA REALIZAR UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES.	410
ANEXO N:	TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CASO BASE.	411
ANEXO O:	TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO- CASO OPTIMISTA.	413
ANEXO P:	TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO- CASO PESIMISTA.	415
ANEXO Q:	TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO- CASO LÍMITE ECONÓMICO.	417
ANEXO R:	TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL POLÍMERO Y SURFACTANTES- CASO OPTIMISTA.	419
ANEXO S:	TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL POLÍMERO Y SURFACTANTES- CASO PESIMISTA.	421
ANEXO T:	GLOSARIO DE TÉRMINOS.	423
ANEXO U:	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.	425
ANEXO V:	PRESUPUESTO.	426

NOMENCLATURA

EOR: Recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery)
 Φ : Porosidad
K: Permeabilidad
 k_r : Permeabilidad relativa
 ΔP : Gradiente de presión
A: Área
L: Longitud
q: Tasa de flujo
v: Velocidad
 μ : Viscosidad
 P_c : Presión capilar
 θ : Angulo de contacto
 N_c : Número capilar
 γ : Tensión interfacial
 ρ : densidad
 S_{wi} : Saturación de agua inicial
 S_{or} : Saturación de petróleo residual
 K_{ro} : End-point permeabilidad relativa del petróleo a la S_{wi} .
 K_{rw} : End-point permeabilidad relativa del agua a la S_{or} .
h: Espesor
Bo: Factor volumétrico del petróleo
D: Declinación
FR: Factor de recuperación o de recobro
Np: Petróleo Acumulado producido
POES (OOIP): Petróleo original en sitio (Original Oil in Place)
 λ : Movilidad
M: Razón de movilidad
Rk: Factor de reducción de la permeabilidad
Rf: Factor de resistencia
Rrf: Factor de resistencia residual
CMC: Concentración micelar crítica
CDC: Curva de desaturación capilar
E: Eficiencia general
BSW: Contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos (limo, arena) que trae el crudo (Basic Sediment and Water)
BPPD: Barriles de petróleo por día
BAPD: Barriles de agua por día
PCN: Pies cúbicos normales
STB: Barriles estándar (Standard barrels)
RB: Barriles en reservorio
LB: Libras

RESUMEN

OBJETIVO GENERAL: Evaluar con bases teóricas las variables de diseño determinantes en el proceso de Inyección de polímeros y surfactantes para estimar la factibilidad de incrementar las reservas y mejorar la producción de petróleo de la Arena “U Inferior” del Campo Sacha.

PROBLEMA: Las técnicas de recuperación primaria y secundaria juntas son capaces de recuperar solo alrededor del 20 al 40% del petróleo original en sitio (OOIP). Esto deja una cantidad significativa de petróleo remanente que es, del área barrida y/o del área bypassada por la inyección de agua. **HIPÓTESIS:** La evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes permite estudiar y optimizar conceptualmente el desempeño de las variables determinantes en el

proceso de inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “U Inferior”, perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha. **MARCO REFERENCIAL:** Debido a la necesidad de incrementar el factor de recobro de las reservas originales del campo Sacha, se inició el proyecto de recuperación secundaria en el mes de noviembre de 1986. El Campo Sacha tiene un plan de mejora de la recuperación de petróleo, el cual contempla la inversión de 94 millones de dólares a lo largo de 5 años, desde la firma del contrato en noviembre del 2011 entre PDVSA y PETROECUADOR,

a través de RIO NAPO CEM, con el objetivo de incrementar las reservas, con la incorporación de tecnologías de recuperación mejorada (EOR). **MARCO TEÓRICO:** Descripción del campo sachá y sus yacimientos productores, Descripción y análisis de volúmenes, reservas, inyección, producción e historia de producción de la arena “U inferior” del Campo Sacha, Elementos que influyen en la recuperación final en yacimientos de aceite y gas, Recuperación mejorada en yacimientos de aceite y gas, Proceso de inyección de polímeros y surfactantes, Propiedades de las soluciones poliméricas y de surfactantes al fluir a través del medio poroso y su comportamiento, Modelamiento y simulación del proceso de inyección de polímeros y surfactantes con el software de yacimientos Petrel 2011.1 y Eclipse 2010.2. **MARCO METODOLÓGICO:** Revisión bibliográfica, Uso de manuales y tutoriales para la familiarización del simulador, Definición del caso base, Definición del modelo de inyección de agua (arreglo 7 spot invertido), Definición de los escenarios de inyección de polímeros y surfactantes, Evaluación de los escenarios de inyección de agua, polímeros y surfactantes.

CONCLUSIÓN GENERAL: La inyección de polímeros y surfactantes es un proceso de EOR prometedor para incrementar la recuperación de petróleo en la arena “U inferior” del Campo Sacha, los escenarios más favorables son la inyección de polímeros e inyección de una solución SP. **RECOMENDACIÓN GENERAL:** Se debe realizar análisis de laboratorio de desaturación de núcleos con la aplicación de polímeros y surfactantes, en donde además de los parámetros analizados en este estudio, se evalué la salinidad, la temperatura, la reducción de la viscosidad de las soluciones poliméricas debido a la degradación química y mecánica, para posteriormente realizar una simulación con datos reales.

DESCRIPTORES: <RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN EL CAMPO SACHA> <METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)> <PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES> <SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES> <SIMULADORES PETREL Y ECLIPSE>

CATEGORIAS TEMATICAS: <CP-INGENIERIA EN PETRÓLEOS> <CP-EOR> <CS-SIMULACIÓN MATEMÁTICA>

SUMMARY

GENERAL OBJECTIVE: To evaluate with theoretical foundations determinants design variables in the process of injecting polymers and surfactants to estimate the feasibility of increasing reserves and improve oil production from the "Lower U" sand of Sacha Field. **PROBLEM:** Primary and secondary recovery techniques together are able to recover only about 20 to 40% of original oil in place (OOIP). This leaves a significant amount of residual oil, which is, of the swept area and/or area bypassed by water. **HYPOTHESIS:** The conceptual evaluation of the injection of polymers and surfactants allow understand and optimize the result of the performance of the key variables in the process of injecting polymers and surfactants in the " Lower U" sand belonging at Napo formation of Sacha Field. **FRAMEWORK:** Due to the need to increase the recovery factor of the original reserves of Sacha field, was begun secondary recovery project in November 1986. Sacha Field has a plan to improve oil recovery, which includes investment of \$ 94 million over five years, since the signing of the contract in November 2011 between PDVSA and PETROECUADOR, through RIO NAPO CEM, with the aim of increasing the reserves, with the addition of enhanced recovery technologies (EOR). **THEORETICAL FRAMEWORK:** Sacha Field description and producing reservoirs, description and analysis of volumes, reserves, injection, production and production history of the "Lower U" sand of Sacha Field, elements that influence the final recovery in oil and gas fields, enhanced recovery fields oil and gas injection process polymers and surfactants, properties of polymeric and surfactant solutions flowing through the porous medium and its behavior, Modeling and simulation of the polymer and surfactant injection with ECLIPSE 2010.2 and PETREL 2011.1 reservoir simulation softwares. **METHODOLOGICAL FRAMEWORK:** Literature review, Use of manuals and tutorials to familiarize with the simulator, Base case definition, Definition of model water injection (inverted 7-spot pattern), Definition of the polymer and surfactant injection scenarios, Evaluation of injection scenarios water, polymers and surfactants. **GENERAL CONCLUSION:** Injection of polymers and surfactants is a promising EOR process for increase oil recovery in the "Lower U" sand of Sacha Field; scenarios more favorable are the polymer injection and injection of SP solution. **GENERAL RECOMMENDATION:** Must be performed laboratory analysis desaturation of cores with the application of polymers and surfactants, wherein in addition of the analyzed parameters, must be evaluated salinity, temperature, reducing the viscosity of the polymeric solutions solutions due to chemical and mechanical degradation, to subsequently carry out a simulation with actual data.

WORDS: <ENHANCED OIL RECOVERY IN SACHA FIELD> <ENHANCED OIL RECOVERY METHODS (EOR) > <PROCESS OF POLYMERS AND SURFACTANTS INJECTION> <MATHEMATICAL SIMULATION OF PROCESS OF POLYMERS AND SURFACTANTS INJECTION> <SIMULATORS PETREL AND ECLIPSE>

THEMATIC CATEGORIES: <CP- PETROLEUM ENGINEERING> <CP-EOR> <CS-MATHEMATICAL SIMULATION>

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿La evaluación conceptual del proceso de inyección de Polímeros y Surfactantes permite determinar las variables de diseño que son determinantes en la recuperación mejorada de petróleo para el yacimiento “U Inferior” perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha?

1.2. ENUNCIADO DEL TEMA

Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “U Inferior”, perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha.

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Las técnicas de recuperación primaria y secundaria juntas son capaces de recuperar solo alrededor del 20 al 40% del petróleo original en sitio (OOIP)^[1]. Esto deja una cantidad significativa de petróleo remanente en el reservorio. El petróleo residual dejado después de la inyección de agua es, del área desaturada por la recuperación primaria, y del área barrida o bypassada por la inyección de agua.

El petróleo que queda atrapado en el yacimiento, no puede ser desplazado o barrido por el agua de inyección debido principalmente a dos fenómenos físicos bien conocido en la ingeniería de yacimientos, que son:

- Fuerzas Capilares: Las fuerzas capilares atrapan el petróleo en el interior del medio poroso de manera discontinua.
- Heterogeneidad del Yacimiento: La heterogeneidad en las propiedades físicas de la roca hacen que los fluidos inyectados fluyan a través de canales preferenciales, caracterizados por presentar mejores propiedades petrofísicas, haciendo que el fluido inyectado llegue rápidamente a los pozos productores, dejando una gran cantidad de petróleo sin desplazar.

^[1] SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, “Recuperación Mejorada del Petróleo”, Mérida-Venezuela (2005)

En los años 70 se realizó un gran esfuerzo de investigación financiado por la industria petrolera para estudiar procedimientos susceptibles para recuperar el petróleo residual. Estos métodos, llamados de recuperación asistida o mejorada de petróleo (EOR), implican la inyección de fluidos destinados a desplazar el petróleo que permanece en el reservorio. Uno de los métodos químicos de EOR más prometedores desde el punto de vista de la recuperación final, es la inyección de surfactantes y polímeros, que consiste en inyectar una solución de polímeros y/o surfactantes al yacimiento, los surfactantes ayudan a liberar el petróleo de la roca ya que reducen la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, mientras que el polímero (típicamente, poliacrilamida parcialmente hidrolizada) actúa como modificador de la viscosidad del agua y ayuda a movilizar el petróleo.^[2]

Este proceso será más eficiente si se determina cuáles son las variables de diseño más sensibles y relevantes que maximicen una medida de desempeño dada y por consiguiente la recuperación de petróleo, considerando un yacimiento petrolífero heterogéneo.

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario realizar un análisis de sensibilidades a las variables que caracterizan los fenómenos que intervienen en el proceso de inyección de polímeros y/o surfactantes a través de la simulación numérica de dichos procesos en un área prospectiva del yacimiento “U Inferior” del Campo Sacha.

Las compañías que se encargan de diseñar simuladores han introducido nuevas opciones en sus softwares, entre ellos el simulador PETREL y su modulo dinámico de yacimientos ECLIPSE 100. Algunas de las opciones de este simulador son el “THE POLYMER FLOOD MODEL” y el “THE SURFACTANT MODEL”, los cuales tienen como función modelar los procesos de inyección de polímero y surfactante respectivamente, usando las ecuaciones fundamentales respectivas, para determinar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, considerando términos relacionados al polímero y su efecto en la viscosidad del agua y al surfactante y su efecto sobre la tensión superficial e interfacial de la roca y los fluidos contenidos en esta.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El factor de recobro oficial final pronosticado para la arena “U Inferior” del Campo Sacha 39,9%. Esto representa una oportunidad para incrementar la recuperación de petróleo, mediante la inyección de químicos (surfactantes y polímeros).

^[2] SALAGER J. L., Cuaderno Firp s311-a, “El Mundo de los Surfactantes”, Mérida-Venezuela, (1992)

La inyección de surfactantes y polímeros es un concepto conocido que se ha estado practicando en la industria durante muchas décadas. La tecnología actual es un progreso del desarrollo gradual de técnicas e ideas que han existido desde hace un tiempo atrás. La diferencia clave hoy día, radica en que la cantidad de químicos utilizados en los proyectos actuales son mucho, debido a su elevada pureza, reproducibilidad y estabilidad. ^[3]

El método de drenaje mediante surfactantes y polímeros ha sido probado en varios ensayos pilotos con resultados muy dispares. Cuando funciona, permite recuperar el casi 100% del aceite residual en la zona barrida. Tomando en cuenta la eficiencia geométrica y vertical de barrido, eso puede significar duplicar la cifra de la recuperación primaria y secundaria del petróleo originalmente en sitio en el yacimiento. Pero cuando no funciona, no produce prácticamente ninguna mejora con respecto a la inyección de agua. Entendiendo la interrelación de los fenómenos, se piensa que en el futuro se debe dominar muchas de las dificultades. ^[1] Para esto es necesario caracterizar las variables que tienden a mejorar la respuesta del proceso.

La simulación es un paso necesario en el diseño y la interpretación de los procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de químicos. Con el uso de esta herramienta se pueden realizar análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados en el proceso de recuperación, así como, estudios de optimización. Para desarrollar estos estudios, es necesaria una revisión de la documentación referente al simulador: sus componentes, formulación matemática, las consideraciones realizadas en el desarrollo de los modelos, etc., para así lograr un manejo adecuado del simulador y una correcta interpretación de los resultados obtenidos. ^[4]

1.5. OBJETIVOS

1.5.1.OBJETIVO GENERAL

Evaluar con bases teóricas las variables de diseño determinantes en el proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de polímeros y surfactantes, para estimar la factibilidad de incrementar las reservas y mejorar la producción de petróleo de la Arena “U Inferior” del Campo Sacha.

^[3] TIORCO, 4 page layout - Spanish (LA).indd - Tiorco.com, Resumen de Productos Tecnológicos.

^[1] SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, “Recuperación Mejorada del Petróleo”, Mérida-Venezuela (2005).

^[4] ZERPA L. E.; PERDOMO M. G., Seminario ASP - “Simulación Computacional de Procesos ASP”, Universidad de Zulia-Facultad de Ingeniería Instituto de Cálculo Aplicado, Maracaibo, (julio de 2002).

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar los procesos de EOR por inyección de polímeros y surfactantes, establecer sus ventajas y limitaciones.
2. Describir la interacción de los componentes principales que intervienen en los procesos de inyección de polímeros y surfactantes.
3. Describir la formulación matemática de las opciones “The Polymer Flood Model” y “The Surfactant Model” del simulador ECLIPSE 100.
4. Simular el proceso de inyección de polímeros y surfactantes en un área prospectiva de la arena “U” Inferior del Campo Sacha.
5. Realizar sensibilidades de las variables de diseño que intervienen en los proceso de inyección de polímeros y surfactantes.
6. Identificar las variables más sensibles y determinantes para optimizar la recuperación de petróleo en el proceso de Inyección de polímeros y surfactantes.
7. Evaluar la factibilidad económica de aplicación de la inyección de polímeros y surfactantes en la arena “U Inferior” del Campo Sacha a través de los resultados de la simulación matemática del proceso.

1.6. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

Es factible técnicamente por que está a disposición información como: tablas, cuadros, artículos científicos, entre otros, realizados por diferentes organizaciones que se dedican a dicho estudio; asimismo se posee el tiempo necesario para realizar investigaciones, consultas, tablas, etc. El auspicio es otorgado por las Empresas PDVSA Ecuador y RIO NAPO CEM, al igual que los equipos y programas de procesamiento de datos para el desarrollo del presente estudio, que comprende el periodo junio a abril del 2013.

El proyecto es accesible puesto que las empresas PDVSA Ecuador y RIO NAPO CEM cuentan con la información necesaria y las debidas autorizaciones por parte del gobierno para el desarrollo y culminación del mismo.

1.7. ALCANCE Y DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación propuesta en este Proyecto de Grado se sitúa en el área de conocimiento asociada al Modelado y Optimización de Procesos de Recuperación Mejorada (EOR).

Este estudio está delimitado por los siguientes aspectos:

- Se considera exclusivamente el proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de polímeros y/o surfactantes.
- La evaluación se desarrolla considerando como caso de estudio principalmente las variables de diseño (Concentración (C), Tamaños de bache, Adsorción isotérmica (Ca), Factor de resistencia residual (RRF), Parámetro de la mezcla Todd-Longstaff del proceso de inyección de polímeros y surfactantes, sometidas a diferentes escenarios de aplicación.
- Este trabajo tiene un enfoque conceptual, sin embargo para su desarrollo se toman propiedades del yacimiento y de los fluidos presentes en la arena “U Inferior” de la formación Napo del Campo Sacha.
- Para la simulación del proceso de inyección de polímeros y surfactantes, se utilizará el modulo dinámico del simulador PETREL 2011.1, el ECLIPSE 100 de la compañía Schlumberger.
- La metodología utilizada para evaluar el caso de estudio propuesto está basado en la simulación de un proceso de inyección de polímeros y surfactantes modelado con datos de variables de diseño disponibles en papers técnicos y científicos, libros y archivos de prueba del simulador PETREL 2011.1 y ECLIPSE 100, y se resuelve el problema de optimización utilizando los resultados obtenidos de la simulación.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. MARCO INSTITUCIONAL

Misión y Visión ORNCEM^[5]

→ **Misión ORN:**

Desarrollar y ejecutar actividades hidrocarburíferas con eficiencia, transparencia y responsabilidad socio-ambiental, para proveer de recursos económicos al Estado Ecuatoriano.

→ **Visión ORN:**

Ser un referente de gestión empresarial de economía mixta capaz de participar exitosamente en las diversas fases de la industria hidrocarburífera, con procesos óptimos, innovación tecnológica y personal competente y comprometido con la organización.

Objeto de ORNCEM y Estrategia Central^[5]

→ **Objeto de ORNCEM:**

El Objeto es el desarrollo de las actividades en todas o cualquiera de las fases de la industria petrolera, orientadas a la óptima utilización de los hidrocarburos que pertenecen al patrimonio inalienable del Estado, incluyendo la investigación científica, la gerencia y transferencia de tecnología, para lo cual podrá ejecutar todos los actos y contratos permitidos por la Ley.

→ **Estrategia Central:**

Incrementar la producción del Campo Sacha, mediante estudios que permitan reevaluar el potencial de los yacimientos, incrementar reservas, incorporar tecnologías de recuperación mejorada, optimizando los procesos, modernizando la infraestructura, con personal técnico capacitado, que propicie una eficiente utilización de recursos.

^[5] RIO NAPO CEM, <http://www.rionapocem.com.ec/la-empresa/mision-vision.html>

2.2. MARCO LEGAL^[5]

La Empresa de Economía Mixta Operaciones Río Napo se crea al amparo de acuerdos binacionales entre la República del Ecuador y la República Bolivariana de Venezuela, mismos que se plasmaron en los documentos que se mencionan a continuación:

- Convenio de Alianza Estratégica celebrado el 29 de junio de 2006 entre la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR y Petróleos de Venezuela S.A. PDVSA, para el desarrollo de actividades económicas de interés mutuo en exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización, servicios petroleros y capacitación.
- Acuerdo sobre la Cooperación en el Sector Energético del 16 de enero de 2007 entre la República de Venezuela y la República del Ecuador, que establecía entre las modalidades de cooperación, la conformación de empresas mixtas entre PDVSA y PETROECUADOR para el desarrollo de proyectos de exploración, producción, refinación, optimización de procesos, cadenas de distribución, procesamiento, industrialización, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.
- Acuerdo de Cooperación Energética celebrado el 17 de abril de 2007 entre el Ministerio de Minas y Petróleos del Ecuador y el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela.
- Memorándum de Entendimiento del 9 de agosto de 2007 celebrado entre Petróleos de Venezuela S.A. PDVSA y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR, mediante el cual se acordó realizar en forma conjunta un Proyecto de Rehabilitación y Modernización integral de las instalaciones, optimización de la producción y recuperación mejorada de petróleo, para incrementar la producción del Campo Sacha en el Oriente Ecuatoriano. Para el efecto, se evaluó las modalidades para la ejecución de dicho Proyecto, entre las cuales constaba la constitución de empresas de economía mixta.

2.3. MARCO ÉTICO

El presente estudio respeta las normas legales, permisos y autorizaciones necesarias para el manejo de la información, políticas de la empresa, y el compromiso de confidencialidad mantenido con la institución comprometida en la investigación, así como, el respeto a los derechos de autor de estudios similares y los diferentes textos, papers y webgrafía utilizados.

Además el desarrollo del proyecto se realizará con integridad, honestidad y gratitud por parte del investigador.

2.4. MARCO REFERENCIAL

2.4.1. ANTECEDENTES ^[6]

Debido a la necesidad de incrementar el factor de recobro de las reservas originales del campo Sacha, se inicio el proyecto de recuperación secundaria en el mes de noviembre de 1986. El cual inicio con un proceso de inyección de agua en las arenas “U” y “T”, a través de 6 y 4 pozos inyectoros, respectivamente, para el mantenimiento de la presión de estos yacimientos, como una alternativa para evitar la caída de presión por debajo del punto de burbuja (presión promedio de burbuja: 1180 lpc).

Una segunda etapa se da a partir de Noviembre 10 de 1992 fecha en que se comenzó a aplicar la inyección conjunta de agua de río mezclada con el agua de formación, esto se lo planificó como una medida de la protección de la flora y fauna del Oriente Ecuatoriano, siendo una tendencia a nivel mundial la preservación del medio ambiente.

El proceso se desarrolló con una tasa de inyección de aproximadamente 25 MBAPD, en la arena “U” y 10 MBAPD en la arena “T”. Los factores de recobro finales esperados con la implantación de este proceso de Recuperación están en el orden 39,9%, en la arena “U”, y 38,3% en la arena “T”; mientras que la recuperación actual es de 27.64% y 21,90%, respectivamente.

El Campo Sacha tiene un plan de mejora de la recuperación de petróleo, el cual contempla la inversión de 94 millones de dólares a lo largo de 5 años, desde la firma del contrato en noviembre del 2011 entre PDVSA y PETROECUADOR, a través de RIO NAPO CEM, con el objetivo de incrementar las reservas, con la incorporación de tecnologías de recuperación mejorada (EOR).

Esfuerzos de investigación recientes permitieron potenciar considerablemente el conocimiento fundamental de la interface roca-fluidos en los procesos químicos de EOR, este conocimiento generó nuevas oportunidades que incluyen costos menores y eficiencias de recuperación más altas. Además, extendió el alcance de la recuperación a los dominios que previamente se consideraban poco atractivos como objetivos para el proceso de recuperación de EOR. ^[7]

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

^[7] GERMÁN E. R., “Energía a Debate, El Cambio Generacional Es Uno De Los Grandes Retos Para La Ingeniería Petrolera Mexicana”

La Agencia Internacional de Energía señala que más del 20% de la producción de petróleo del mundo en el año 2030 provendrá del EOR. Este análisis es en base al conocimiento de proyectos en curso y lo que pudiera realizarse; sin embargo, conforme los proyectos de EOR vayan siendo más exitosos y se vaya masificando en el mundo, su participación probablemente será mayor. Claramente los proyectos de EOR jugarán un papel clave en el balance oferta-demanda del futuro (y por lo tanto también de los precios).^[7]

2.5. HIPOTESIS

La evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes permite entender y optimizar el desempeño de las variables determinantes en el proceso de inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “U Inferior”, perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha.

2.6. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA Y SUS YACIMIENTOS PRODUCTORES^[6]

2.6.1. GENERALIDADES

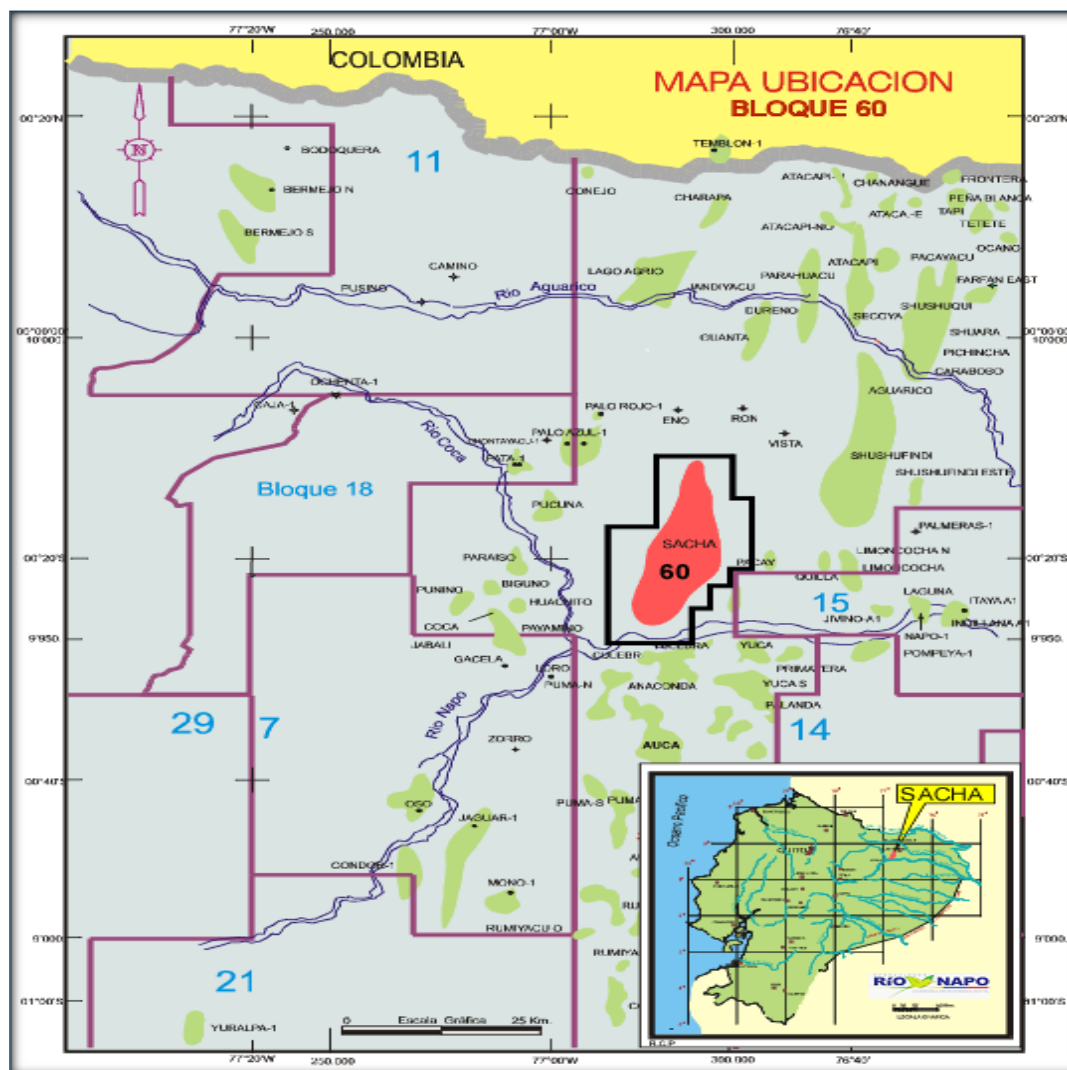
El campo Sacha operado actualmente por la Compañía de Economía Mixta Operaciones Río Napo CEM, con participación accionaria del 70% EP Petroamazonas y 30% PDVSA Ecuador, es considerado como un campo maduro y ha sido de los mayores productores de petróleo del Ecuador desde su descubrimiento por el Consorcio Texaco-Gulf, el 25 de febrero de 1969 con la perforación del pozo exploratorio Sacha-1, alcanzando una profundidad de 10160 pies con una producción de 1328 BPPD de 29.9° API y con un corte de agua y sedimentos (BSW) de 0.1%. El inicio de la producción del campo se produjo en el mes de julio de 1972 con una tasa promedio de 29296 BPPD.

El campo Sacha es un campo productor de crudo liviano promedio de 28 °API con una producción promedio mensual de 64000 BPPD y un BSW de 51%, según información tomada del informe del mes de diciembre del 2012.

^[7] GERMÁN E. R., “Energía a Debate, El Cambio Generacional Es Uno De Los Grandes Retos Para La Ingeniería Petrolera Mexicana”

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

El campo Sacha se encuentra ubicado en el Cantón “La Joya de los Sachas”, provincia de Francisco de Orellana, a 50 km al sur de Lago Agrio (figura 2-1).



(Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM)

10

2.6.3. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

Estructuralmente constituye un anticlinal asimétrico, producto de la compresión andina del Cretácico, que afecta al área en forma diagonal de SO a NE, cuyo eje en la parte norte tiene rumbo NNE-SSO, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado NS. En la parte sur del campo está controlado por un sistema de fallamiento de dirección EO, en esta parte del campo el cierre estructural es inclinado a suave.

Bajo la estructura Sacha, se desarrolla el anticlinal “Sacha Profundo” de posible edad jurasico inferior a medio, que se plegó a los depósitos Paleozoicos y Triásicos-Jurásicos de la formación Sacha (Santiago) el mismo que fue probado con la perforación del pozo Sacha profundo a 16317 pies sin resultados positivos.

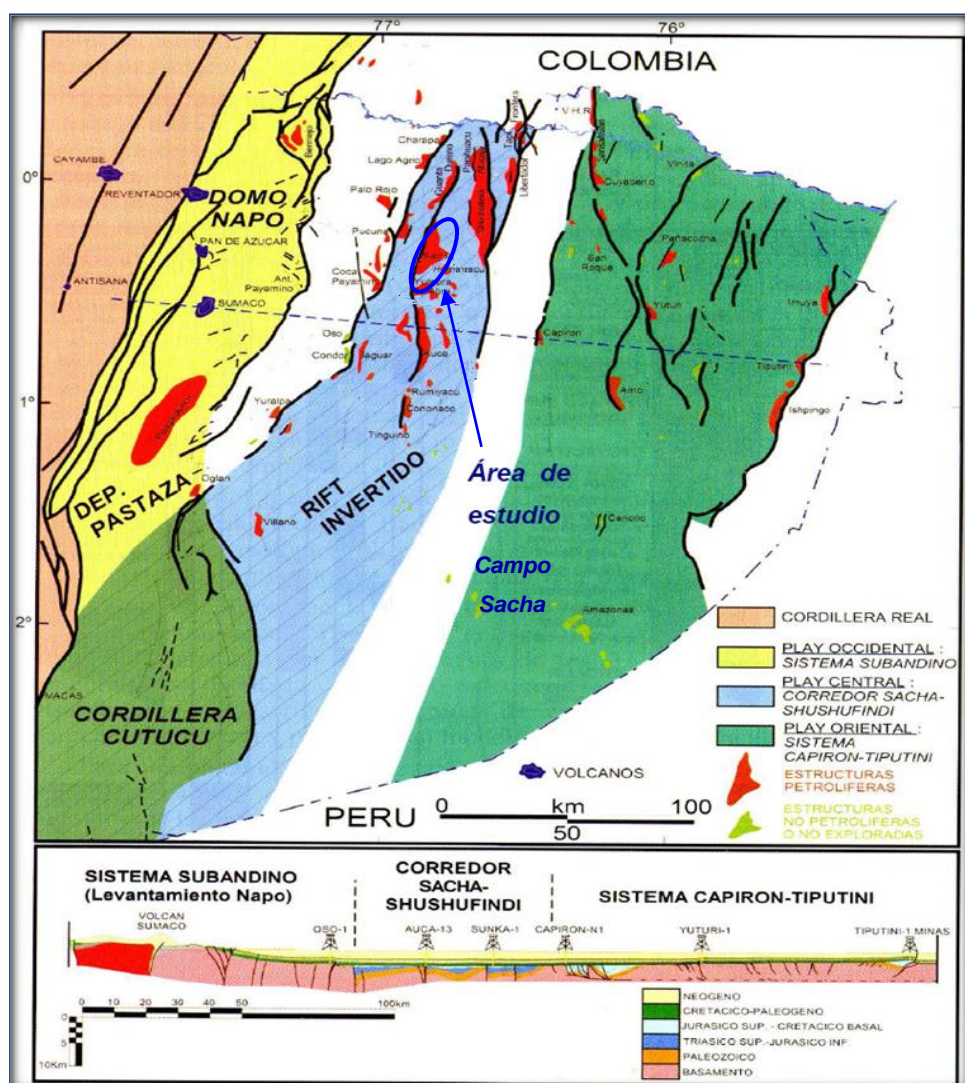


Figura 2-2: Mapa tectónico de la Cuenca Oriente, mostrando "Plays" petroleros.

(Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM.)

Tiene aproximadamente 31.5 km de longitud, un ancho que varía de 4 km al Norte, 8.5 km al Centro y 6 km al Sur, con un cierre vertical de 100 pies.

El campo Sacha tiene cuatro unidades estratigráficas que constituyen reservorios de hidrocarburos: La formación Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena: que se encuentran a profundidades promedio de 8975, 8765, 8530 y 7800 pies respectivamente.

La estructura Sacha se encuentra situada al Oeste del eje axial de la cuenca sedimentaria Cretácica Napo, ubicado en el corredor Sacha-Shushufindi (figura 2-2). Esta estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia general NE-SO, conectada al Sur con la cuenca Marañón y al Norte con la cuenca Putumayo, la cual está ubicada al Este del cinturón Andino.

2.6.4. ESTRATIGRAFÍA Y AMBIENTE DE DEPÓSITO

Las principales arenas productoras del Campo Sacha son Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena (figura 2-3). A continuación se detalla la descripción estratigráfica y ambiente de depósito de cada arena.

2.6.4.1. Arenisca Hollín Inferior

De edad Cretácica inferior, está constituido por una arenisca cuarzosa, parda oscura claro, consolidada, grano muy fino a medio y muy fino, ocasionalmente grano grueso sub-redondeada a sub-angular, buena selección, matriz y cemento silíceo, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín.

Presenta saturación de hidrocarburos, tiene un espesor promedio saturado de 45 a 55 pies, porosidad de 15%, saturación de agua entre 20 y 40% y salinidad de 500 ppm de NaCl, y una API de 29°. El posible ambiente de depósito es de ambiente fluvial.

2.6.4.2. Arenisca Hollín Superior

Arenisca cuarzosa parda oscura, gris oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, grano muy fino, sub-redondeada, sub-angular, buena selección, matriz arcillosa, cemento silíceo con inclusiones de glauconita y clorita.

Se encuentra intercalada de lentes de arcilla y lutita. El ambiente de depósito es del tipo estuarino dominado por mareas.

Presenta saturación de hidrocarburos, con un espesor saturado promedio de 25 pies al centro del campo, de porosidad 12%, saturación de agua 35%, salinidad de 3890 ppm de NaCl y un °API de 27.

Este yacimiento hacia la parte Norte del campo se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado a 5 pies.

2.6.4.3. Arenisca Napo T

De edad Albiano Superior a Inferior. La arenisca “T” Superior es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita, manchas de hidrocarburo café oscuro, corte instantáneo y residuo café claro.

La arenisca “T” Inferior, se trata de una arenisca cuarzosa, café clara, cemento silíceo, grano medio a fino, localmente grano grueso, presenta saturación de hidrocarburos, corte rápido, residuo café muy claro. Tiene un espesor promedio neto saturado de petróleo de 20 pies, una porosidad promedio de 14.5%, una saturación de agua de 28%, una salinidad de 20000 a 25000 ppm de NaCl y un °API de 27.

2.6.4.4. Arenisca Napo U

De edad Cenomaniano, está constituida por lutitas, areniscas calcáreas y calizas marinas.

La arenisca “U” Superior está constituida por una arenisca cuarzosa, blanca, translúcida, transparente, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silíceo, inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita.

La arenisca “U” Inferior está constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, friable, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silíceo, presenta saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro.

Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 30 pies, porosidad promedio de 14%, saturación de agua del 20% y una salinidad promedio de 30000-35000 ppm de NaCl y un °API de 24.64.

2.6.4.5. Arenisca Basal Tena

De edad Maestrichtiano, constituida por areniscas cuarzosas, translúcida, sub-angular, sub-redondeada, regular clasificación, cemento calcáreo, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecina, corte lento, residuo café claro. Mayoritariamente está formada por secuencias de grano fino a muy fino y secuencias de grano fino a medio y ocasionalmente grano grueso; lo que indica un desarrollo en forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la Cuenca Amazónica.

Posee un espesor promedio de 10 a 15 pies, porosidad del 15%, saturación de agua del 35%, salinidad promedio que va de 24000 a 13000 ppm de NaCl y un °API de 26%.

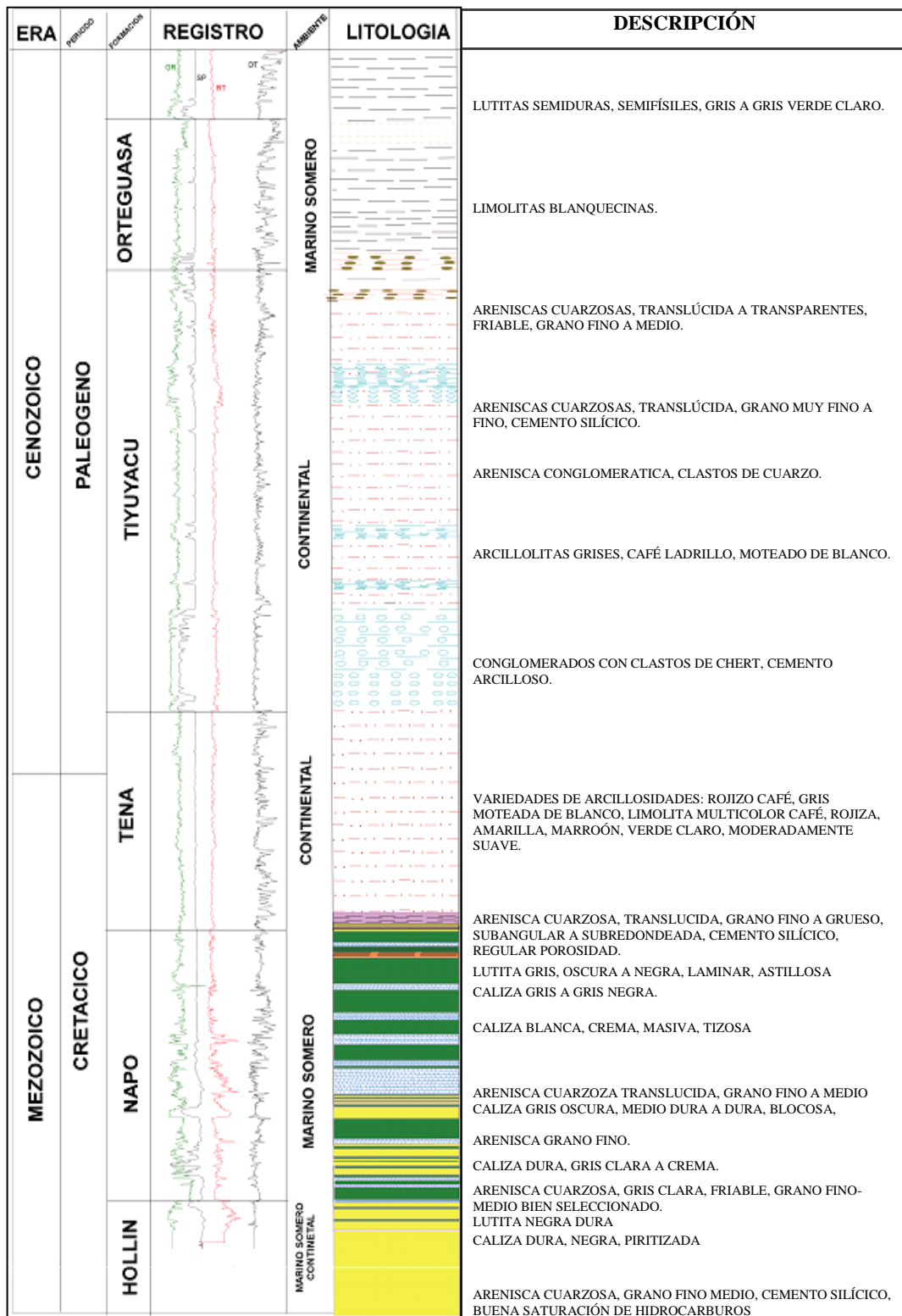


Figura 2-3: Columna Estratigráfica General del Campo Sacha.

(Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM.)

2.6.5. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE CONCEPTOS GENERALES DE LAS PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO.

2.6.5.1. Geometría y Litología del Yacimiento

a. Geometría

Uno de los primeros pasos al recabar información de un yacimiento para un estudio de inyección, es determinar su geometría, pues su estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de fluidos.

b. Litología

La litología tiene una profunda influencia en la eficiencia de la inyección de fluidos en un yacimiento en particular. De hecho, la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan el proceso de inyección. En algunos sistemas complejos, una pequeña porción de la porosidad total, como por ejemplo las porosidades creadas por fracturas, tendrán suficiente permeabilidad para facilitar las operaciones de inyección. En estos casos, solamente se ejercerá una pequeña influencia sobre la porosidad de la matriz, la cual puede ser cristalina, granular, o vulgar. La evaluación de estos efectos requiere de estudios de laboratorio y de un estudio detallado del yacimiento, y también pueden hacerse mediante pruebas pilotos experimentales.

2.6.5.2. Profundidad y Temperatura del Yacimiento

a. Profundidad ^[8]

La profundidad de yacimiento es otro factor importante que se debe considerar en operaciones de inyección o invasión con fluidos ya que:

Grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamiento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral. Se debe actuar con mucha precaución en yacimientos poco profundos donde la

[8] Paris, M., "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos", Ediciones Astro data S.A, Maracaibo, Venezuela. Segunda Edición (2001).

máxima presión que puede aplicarse en operaciones de inyección está limitada por la profundidad del yacimiento.

Durante la inyección de agua, se ha determinado que existe una presión crítica usualmente aproximada a la presión estática de la columna de roca superpuesta sobre la arena productora y cerca de 1 lpc/pie de profundidad de la arena que al excederla, ocasiona que la penetración del agua expanda aberturas a lo largo de fracturas o de cualquier otro plano de fallas, así como juntas o posibles planos de estratificación. Esto da lugar a la canalización del agua inyectada o al sobrepaso de largas porciones de matriz del yacimiento. Consecuentemente en operaciones que implican un gradiente de presión de 0.75 lpc/pie de profundidad, generalmente se permite suficiente margen de seguridad para evitar fracturamiento. A fin de prevenir cualquier problema, debe tenerse en cuenta la información referente a presión de fracturamiento o de rompimiento en una localización determinada, ya que ella fijará un límite superior para la presión de inyección.

b. Temperatura

Es la temperatura a la cual se encuentra el yacimiento. La temperatura es función de la profundidad y puede ser calculado a partir del gradiente geotérmico (fig. 2-4) específico del área en la cual se encuentra ubicado el yacimiento. Normalmente la temperatura es registrada directamente mediante un registro de temperatura.

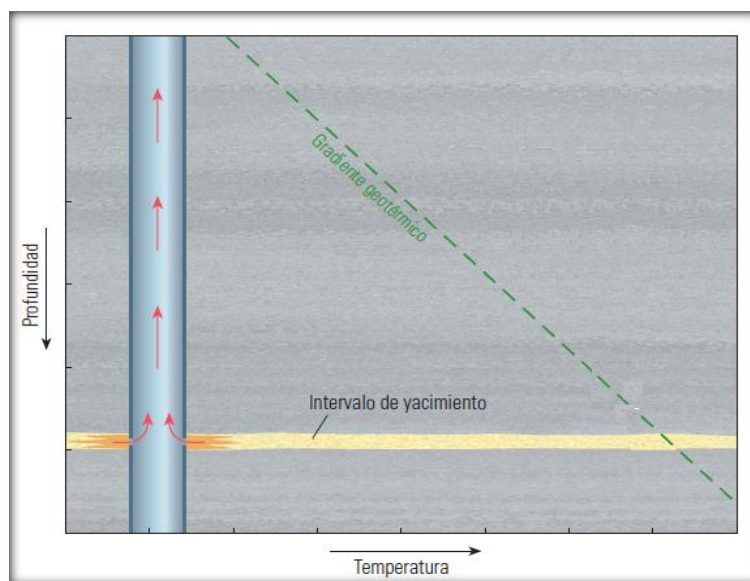


Figura 2-4: Perfil de temperatura de un pozo típico (gradiente geotérmico).

(Fuente: Modificada de BROWN G.; “Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica”-Schlumberger)

La temperatura desempeña un rol importante en diversos procesos de fondo de pozo, y sus mediciones se utilizan hace mucho tiempo para monitorear el desempeño de los pozos de producción. De hecho, desde la década de 1930, los ingenieros han utilizado los datos de temperatura de pozos para el cálculo de las contribuciones del flujo, la evaluación de los perfiles de inyección de agua, el diagnóstico de la efectividad de las operaciones de fracturamiento, la detección de tapones de cemento detrás del revestimiento y la detección de flujo cruzado entre zonas.

La siguiente fórmula nos muestra la relación existente entre la Temperatura de la formación y la profundidad vertical del pozo:

$$T_F = T_S + G_g * TVD \quad EQ.01$$

T_F : Temperatura de Formación

T_S : Temperatura en Superficie ó Ambiente

G_g : Gradiente de Temperatura o Geotérmico

TVD : Profundidad Vertical del Pozo

2.6.5.3. Porosidad y Permeabilidad

a. Porosidad

El elemento esencial de un yacimiento de petróleo es la roca reservorio, cuyo rasgo esencial es su porosidad, la roca debe tener poros, espacios o huecos, de determinado tamaño y naturaleza, como para permitir el almacenamiento de petróleo y gas en yacimientos suficientemente amplios para que se justifique su explotación.

- La porosidad determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor.
- La porosidad es el volumen de espacios o huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar más o menos cantidad de fluido.
- Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o absoluta, incluye todos los intersticios o huecos interconectados o no).

La porosidad (Φ), es un parámetro adimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites teóricos de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1. Sin embargo la medida de porosidad que se usa comúnmente en los estudios sobre reservorios es la razón entre los espacios que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, razón a la que se denomina porosidad efectiva.

Se la puede calcular con la siguiente expresión:

$$\Phi = \frac{\text{volumen total de la roca} - \text{volumen de los granos}}{\text{volumen total de la roca}} \quad EQ.02$$

Donde la diferencia entre el volumen total de la roca y el volumen de los granos representa el volumen poroso, por lo tanto la Φ se puede expresar de la siguiente forma:

$$\Phi = \frac{\text{volumen poroso interconectado}}{\text{volumen total de la roca}} \quad EQ.03$$

b. Permeabilidad

La permeabilidad es la facultad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados, se obtiene, por medio de La Ley de Darcy que:

$$K = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad EQ.04$$

K: Permeabilidad (Darcys)

μ : Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cps)

L: Distancia que recorre el fluido (cm)

A: Sección transversal (cm²)

ΔP : Diferencia de Presión (atm) ($P_2 - P_1$)

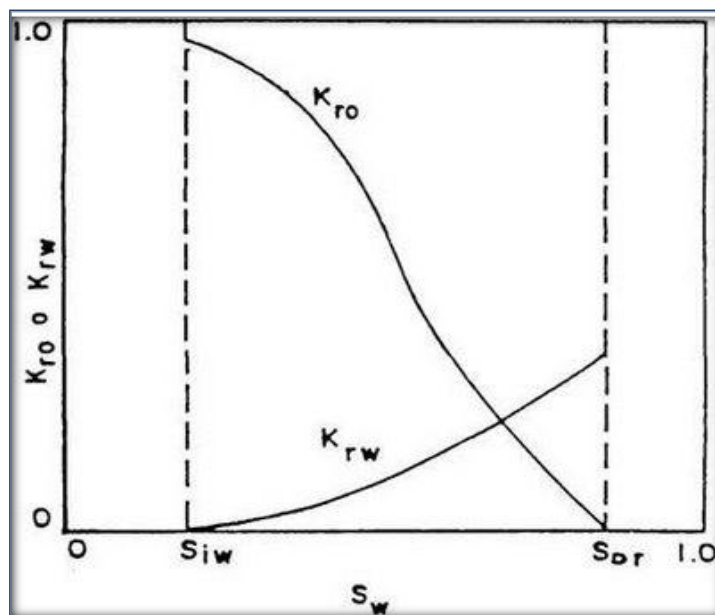
q: Tasa de producción (cm³/s)

En estas condiciones, la unidad de medida de la permeabilidad es el Darcy, generalmente demasiado grande para los yacimientos de hidrocarburos, por lo que se utiliza el milidarcy (mD).

Este parámetro depende, fundamentalmente, del tamaño medio y de la forma de los granos que constituyen la roca. Si el fluido es homogéneo, y no produce ninguna acción importante sobre la roca, se habla de permeabilidad absoluta; pero si en la roca existen varios fluidos, como es el caso de un yacimiento petrolífero, en el que podemos tener petróleo, agua y gas, se producen interferencias entre ellos que dan origen a permeabilidades efectivas para cada uno de los fluidos diferentes de sus permeabilidades absolutas.

Se define así como permeabilidad efectiva de un fluido la expresión de la propiedad de una roca o formación de ser atravesada por ese fluido en presencia de uno o varios otros fluidos. Depende por un lado de las características de la roca, y por otro, de las proporciones o porcentajes respectivos de los distintos fluidos presentes.

La permeabilidad relativa corresponde a la relación entre permeabilidad absoluta y efectiva. Para un fluido dado, varía en función directa con la saturación de ese fluido en la roca, y se expresa en tanto por uno de movilidad de un fluido respecto a otro.



La figura 2-5: Curvas de permeabilidad relativa de agua y petróleo en función de la saturación de agua. (Fuente: Paris, M. Inyección de Agua 2001).

Como expresa la figura 2-5, la permeabilidad relativa del crudo decrece rápidamente con la disminución de la saturación en éste, pero la del agua

permanece muy baja o nula hasta saturación de agua irreducible. A partir de ese momento, esta empieza a crecer, mientras la del petróleo sigue decreciendo hasta la saturación residual de este.

2.6.5.4. Continuidad de las Propiedades de la Roca (Facies)

Es importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical, al determinar la factibilidad de aplicar la inyección de fluido en un yacimiento. Como el flujo del fluido en el yacimiento es esencialmente en la dirección de los planos de estratificación, la continuidad es de interés primordial. Si el cuerpo del yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en espesor en distancias laterales relativamente cortas, o si está presente un área uniforme. También, a partir de núcleos se puede tener evidencias de estratificaciones cruzadas y de fracturamiento. Todas estas situaciones deben ser consideradas en la situación del espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la estimación del volumen del yacimiento que estará afectado durante el programa de inyección.^[8]

2.6.5.1. Tensión Superficial e Interfacial

La fuerza, por unidad de longitud, que se requiere para aumentar una superficie se conoce como tensión superficial. Esta definición implica que el líquido tiene una resistencia para aumentar su superficie, y viene expresada en el sistema CGS en dinas por centímetro. La tensión interfacial es la fuerza o tensión existente en la interfase entre dos líquidos inmiscibles y también se expresa en dinas por centímetro. Si dos líquidos son miscibles, entre ellos no existe tensión interfacial alguna.

2.6.5.2. Presión Capilar

Es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante (EQ.05). En un sistema poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase, causando diferencias de presión medibles entre los dos fluidos a través de la

^[8] Paris, M., “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Ediciones Astro data S.A, Maracaibo, Venezuela. Segunda Edición (2001).

interfase. Cuando los fluidos están en contacto, las moléculas cercanas a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas. Si la interfase presenta una curvatura la presión sobre un lado (cóncavo con respecto al fluido más denso) excede la del otro lado (convexo con respecto al fluido más denso), luego, esta diferencia es la presión capilar.

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad EQ.05$$

La presión capilar siempre se considera positiva. Existen formaciones menos mojables, intermedias mojables y fuertemente mojable. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación de yacimientos y en ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreducible. En la figura 2-6 la longitud sobre la cual la fuerza γ es aplicada en el capilar de radio r es $2\pi r$. Luego el total de la fuerza capilar será $2\pi r\gamma$. Y la fuerza vertical es $2\pi r\gamma \cos\theta$.

Puesto que la presión se define como F / A , entonces:

$$P_c = \frac{2\pi r\gamma \cos\theta}{\pi r^2} = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad EQ.06$$

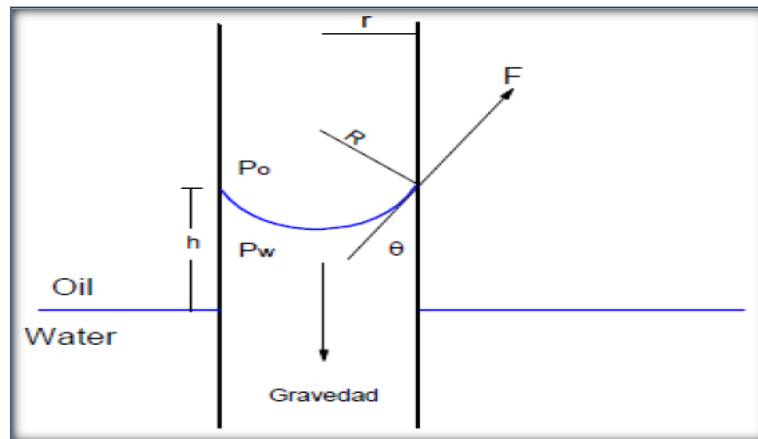


Figura 2-6: Diagrama de fuerzas (Presión Capilar)

(Fuente: BARANDIARAN L. C., Reservorio-CAPITULOII, 2006).

2.6.5.3. Propiedades de los Fluidos y Presiones

a. Presión del Reservorio

Esta es la presión promedio de reservorio que se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Para mayores distancias que (r_e) , la presión se mantiene constante.

Este valor de presión se puede obtener de ensayos de formación tipo Build-up o Draw-down. Se puede observar en la figura siguiente (figura 2-7), el perfil de presiones tipo para un reservorio sin daño de formación.

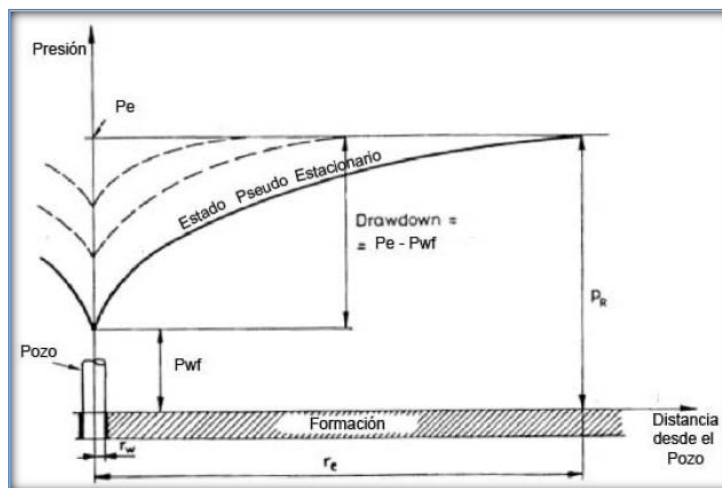


Figura 2-7: Perfil de presiones tipo para un reservorio sin daño de formación.

(Fuente: BARANDIARAN L. C., Reservorio-CAPITULOII, 2006).

→ Presión dinámica de fondo (P_{wf})

Es la presión que se desarrolla en la cara de la formación, o sea en las paredes del pozo donde se encuentran los punzados. Esta se puede determinar con Ensayos de Formación, Perfiles de Presión o con sensores de fondo. Su valor puede variar para pozos con cierta proximidad y afectados a la misma formación debido al daño que se haya en el volumen de roca en las cercanías del pozo.

→ Diferencial de Presión (Draw down pressure)

Es la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo ($P_R - P_{wf}$). Esta influye en el desempeño del pozo, ya que una gran diferencia de presión nos indica como es la permeabilidad que tiene la formación, ya que esta es inversamente proporcional a la diferencia de presión.

b. Saturación

Si consideramos un volumen representativo del reservorio, con los poros llenos de petróleo, agua y gas, en términos volumétricos podemos representarlo como:

$$V_p = V_o + V_g + V_w \quad EQ. 07$$

Lo anterior, nos permite definir el término de saturación (S), como una fracción del volumen poroso ocupado por un fluido particular:

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad EQ.08$$

donde $i = 1, 2, \dots, n$, para lo cual “n” significa el número total de fases fluidas presentes en el medio poroso.

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad EQ.09$$

S_w : Saturación de Agua

S_o : Saturación de Petróleo

S_g : Saturación de Gas

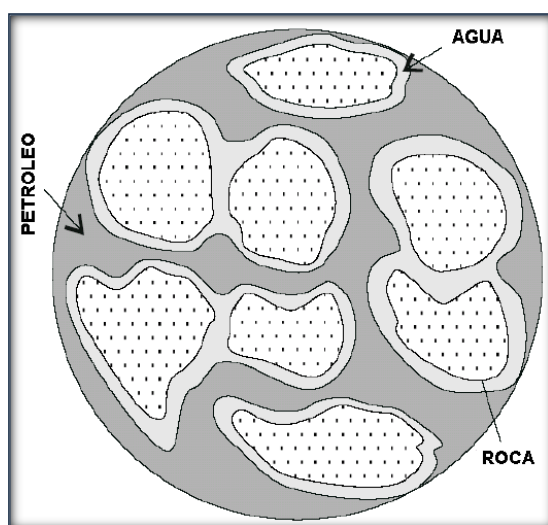


Figura 2-8: Distribución de los fluidos en el medio poroso.

(Fuente: BARANDIARAN L. C., Reservorio-CAPITULOII, 2006).

Si en un medio poroso coexisten dos fluidos (petróleo y agua, petróleo y gas, gas y agua, etc.), estos se distribuyen en el espacio poroso de acuerdo a sus características de mojabilidad (preferencias).^[9]

^[9] BARANDIARAN L. C., Reservorio-CAPITULOII, 2006.

c. Mojabilidad

Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. La mojabilidad es una función del tipo de fluido (por lo general petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- Mojantes: Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimiento son preferencialmente mojadas por agua.
- No mojantes: Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

El estudio de la mojabilidad se hace a través de un ángulo θ denominado ángulo de contacto el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido.

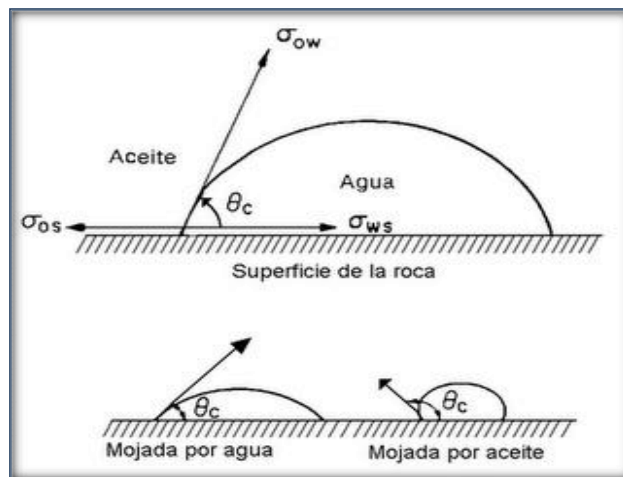


Figura 2-9: Mojabilidad de los fluidos.

(Fuente: BARANDIARAN L. C., Reservorio-CAPITULOII, 2006).

d. Densidad

La densidad, (ρ), denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La densidad media de los crudos está alrededor de 0,8 g/ml y su valor puede oscilar entre 0,7 y 1 g/ml; de manera general, la densidad del crudo varía con la profundidad de los yacimientos: es tanto menor

cuanto más profunda sea la acumulación o viceversa. La densidad en una misma trampa y en un mismo horizonte decrece de la base al tope en estratos de grandes espesores.

→ Gravedad API

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

La formula usada para obtener la gravedad específica del líquido derivada de los grados API es la siguiente:

$$GE = 141.5 / (^\circ API + 131.5) \quad EQ. 10$$

La formula usada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$$^\circ API = 141.5 / GE - 131.5 \quad EQ. 11$$

e. Viscosidad

La viscosidad es la resistencia que tiene el fluido al movimiento. La viscosidad se expresa en una unidad denominada centipoise (cp).

→ Viscosidad del Petróleo, (μ o)

Esta viscosidad se la determina como parte del análisis P.V.T.; por debajo del punto de burbujeo su valor disminuye, mientras que por encima de este límite, su valor aumenta, con respecto a la presión.

La viscosidad del petróleo aumenta cuando la temperatura disminuye y aumenta la presión y salinidad, en cambio, disminuye con el aumento de la temperatura y presión.

2.7. VOLUMENES, RESERVAS, INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA Y SUS ARENAS PRODUCTORAS.

2.7.1. POES

El petróleo original in situ está definido como la cantidad acumulada de petróleo inicial que se halla en el espacio poroso de la roca reservorio. Este cálculo de estas puede ser realizado mediante el Método Volumétrico o con utilización de una Simulación Matemática.

El Método Volumétrico se lo realiza con ayuda de mapas isópacos y los resultados de estudios petrofísicos promedios ponderados del reservorio, expresado por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{POES} = \frac{7758 * A * h * \Phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad \text{EQ.12}$$

donde:

POES: Petróleo Original En Sitio (barriles normales)

7758: factor de conversión de acres-pie a barriles

A: área del reservorio en acres

h: espesor de la formación que contiene el reservorio en pies

Φ : porosidad (decimal, no porcentaje)

S_w : saturación de agua (decimal, no porcentaje)

B_{oi} : factor del volumen de formación (factor adimensional para el cambio de volumen entre el reservorio y condiciones estándar en la superficie)

En la tabla 2-1 se muestra el POES del Campo Sacha y de cada una de sus arenas Productoras.

2.7.2. PETRÓLEO ACTUAL EN SITIO (PAES)

Se define como la diferencia entre el Petróleo Original En Sitio y el petróleo acumulado fiscal medido en superficie.

$$\text{PAES}_{@(\text{fecha})} = \text{POES} - \text{Np}_{@(\text{fecha})} \quad \text{EQ.13}$$

donde:

PAES: Petróleo Actual En Sitio (barriles normales).

Np: Petróleo acumulado a la fecha de cálculo (barriles normales).


 OPERACIONES RIO NAPO CEM. ESTIMACION DEL PETROLEO ACTUAL EN SITIO DEL CAMPO SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012				
CAMPO	YACIMIENTO	PETROLEO IN SITU (POES)	PRODUCCIÓN ACUMULADA	PAES
		PROBADOS	Bls. N.	Bls. N.
		Bls. N.	al 31/12/2012	al 31/12/2012
Sacha	Basal Tena	117,685,666	20,667,647	97,018,019
	U Inferior	762,615,924	214,098,510	548,517,414
	T Inferior	483,325,941	107,145,779	376,180,162
	Hollin	2,137,516,953	472,439,515	1,665,077,438
TOTAL SACHA		3,501,144,484	814,351,451	2,686,793,033

Tabla 2-1: Estimación del POES y PAES del Campo Sacha y sus Arenas Productoras a diciembre del 2012. (Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM.)

2.7.3. RESERVAS

Las reservas están definidas como aquellas cantidades de petróleo las cuales anticipadamente se consideran comercialmente recuperables de una acumulación conocida en una fecha determinada. Todas las estimaciones de reservas involucran un grado de incertidumbre, la cual depende principalmente de la cantidad de información de geología e ingeniería confiable y disponible al tiempo de la interpretación de esos datos. El grado relativo de incertidumbre conduce a clasificar básicamente las reservas en: probadas y no probadas. Las no probadas tienen menos certezas de ser recuperadas que las probadas y a su vez se subclasifican en probables y posibles.

La estimación de reservas es determinística si es realizada basada en datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos. La estimación es probabilística cuando los datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos son usados para generar un rango de estimaciones y las probabilidades asociadas. La clasificación de reservas como probadas, probables y posibles ha sido la más frecuente e indica la probabilidad de recuperarlas.

Continuamente las reservas deben ser revisadas por la información geológica o de ingeniería que surja o si las condiciones económicas cambian. Las reservas pueden ser atribuidas a los métodos de energía natural y los métodos de recuperación mejorados, tales como mantenimiento de la presión, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos, y el uso de fluidos miscibles e inmiscibles.

2.7.3.1. Reservas Probadas

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo las cuales, por análisis geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con una certeza razonable de ser comercialmente recuperables. Si se emplea el método determinístico existe un alto grado de confiabilidad en las cantidades a ser recuperadas. Si se emplea el probabilístico, debe existir un 90% de probabilidad que las cantidades que se recuperen serán igual o mayor que las estimadas. En general las reservas se consideran probadas cuando la factibilidad de producir comercialmente está confirmada por las pruebas de producción y de formación

El área considerada como probada incluye: área delineada por perforación y definida por los contactos entre los fluidos, si existe alguno, y por las porciones sin perforar del yacimiento que indican razonablemente la existencia de reservas comercialmente explotables. Se pueden considerar reservas probadas si existen las facilidades para el proceso y el transporte de dichas reservas, se encuentran operacionales o se estiman estarán disponibles en un tiempo de espera breve. Las reservas en localizaciones no desarrolladas reciben el nombre de probadas no desarrolladas.

Las reservas que se incorporarían por la aplicación de métodos de recuperación mejorada se incluirían como probadas cuando: se da una prueba exitosa de un proyecto piloto.

→ Reservas Remanentes

Dentro de las reservas probadas tenemos las reservas remanentes, que es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

En la tabla 2-2 se muestra las Reservas Probadas y Remanentes de Petróleo del Campo Sacha y de cada una de sus arenas Productoras.


 OPERACIONES RIO NAPO CEM. ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012				
CAMPO	YACIMIENTO	RESERVAS PROBADAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
		Bls. N.	Bls. N. al 31/12/2012	Bls. N. al 31/12/2012
Sacha	Basal Tena	24,527,100.00	20,667,647	3,859,453
	U Inferior	304,436,276.86	214,098,510	90,337,767
	T Inferior	184,920,505.03	107,145,779	77,774,726
	Hollin	691,059,230.90	472,439,515	218,619,716
TOTAL SACHA		1,204,943,113	814,351,451	390,591,662

Tabla 2-2: Reservas Probadas y Remanentes a diciembre del 2012.

(Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM.)

2.7.3.2. Reservas No Probadas

Las reservas no probadas están basadas en las mismas técnicas y sondeos que las probadas, solo que las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o regulatorias, excluyen a las mismas de ser clasificada como probadas. Las reservas no probadas a su vez pueden ser probables y posibles. Las reservas no probadas pueden ser estimadas asumiendo condiciones futuras condiciones económicas diferentes de aquellas que prevalecen al tiempo en que se estiman.

a. Reservas Probables

Las reservas probables son aquellas reservas no probadas en las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere una alta probabilidad de que puedan ser recuperadas. Cuando se aplican métodos probabilísticos, debería haber al menos 50% de probabilidad que se produzcan las cantidades que se recuperen sean iguales o excedan la suma estimada de reservas probadas más las probables. Las reservas probables incluyen aquellas que son anticipadas a pruebas de producción, aquellas que aparecen en los registros pero por la falta de datos de núcleos o pruebas definitivas y las cuales no son análogas a las arenas productoras o al de las áreas de reservas probadas, reservas atribuibles a futuros trabajos de reacondicionamiento.

b. Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas en la cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que su recuperación es menos factible que la de las reservas probables. Empleando métodos probabilísticos debería existir al menos el 10% de probabilidad de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la suma de los estimas de reservas probadas más las

probables más las reservas posibles. Las reservas posibles pueden ser aquellas que podrían existir más allá de las áreas clasificadas como probables, también las que aparecen en registros y en análisis de núcleos pero no pueden ser productivas a tasas comerciales.

El campo Sacha es de los campos más grandes de la Cuenca Oriente del Ecuador, el POES total estimado del campo es de 3501 millones de barriles. El 54.90% de estas reservas se encuentra localizado en la formación Hollín, el 24.30% en la formación Napo U, el 19.5% en la formación Napo T y el 1.30% en la formación Basal Tena, las reservas primarias probadas se han calculado en 1205 millones de barriles con un factor de recobro promedio del 34.42%.

2.7.4. VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL

Por volumen de petróleo residual, VPR, se entiende a aquellos volúmenes de hidrocarburos que permanecen en el yacimiento, luego que han tenido lugar procesos de recuperación primaria o secundaria.

$$\text{VPR} = \text{POES} - \text{Nprim} \quad \text{EQ. 14}$$

donde

Nprim: reservas primarias (por recuperación primaria y/o secundaria)


 OPERACIONES RIO NAPO CEM.				
ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL LUEGO NPRIM				
CAMPO	YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU (POES)	RESERVAS PROBADAS	VPR
		PROBADOS Bls. N.	Bls. N. al 31/12/2012	Bls. N. al 31/12/2012
Sacha	Basal Tena	117,685,666	24,527,100.00	93,158,566
	U Inferior	762,615,924	304,436,276.86	458,179,647
	T Inferior	483,325,941	184,920,505.03	298,405,436
	Hollin	2,137,516,953	691,059,230.90	1,446,457,722
TOTAL SACHA		3,501,144,484	1,204,943,113	2,296,201,371

Tabla 2-3: Estimación del Volumen de Petróleo Residual luego Nprim. (Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM.)

2.7.5. SATURACIÓN DE PETRÓLEO

2.7.5.1. Saturación de petróleo y agua, inicial y final con inyección de agua continua.


 OPERACIONES RIO NAPO CEM.				
Región PVT	Swi	Swmax	Soi=(1- Swi)	Sor=(1 - Swmax)
1	0.055	0.7293	0.945	0.2706
2	0.14	0.7224	0.86	0.2706
3	0.19	0.6420	0.81	0.3580
4	0.19	0.6420	0.81	0.3580
Promedio	0.1440	0.6840	0.8560	0.3160

Tabla 2-4: Puntos finales de saturación de petróleo con Inyección Continua de Agua arena “U Inferior”.

(Fuente: Modelo de Simulación Dinámica de la Arena U del Campo Sacha).

2.7.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

2.7.6.1. Producción de petróleo, agua, gas e inyección de agua de la arena “U Inferior”.


 OPERACIONES RIO NAPO CEM.				
Año	Tasa de Prod. de Petróleo: BLS/D	Tasa de Prod. de Agua: BLS/D	Tasa de Prod. de Gas: MSCF/D	Tasa de Inyec. Agua: BLS/D
2009	16647	5966	3995	14296
2010	18322	8551	4397	13247
2011	18662	7333	3194	10975
2012	19242	8018	2807	11413

Tabla 2-5: Promedio Anual de Producción de petróleo, agua, gas e inyección de agua en la arena “U Inferior”. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica de la Arena “U” del Campo Sacha).

2.7.6.2. Producción Acumulada de Petróleo, Agua, Gas e Inyección Acumulada de Agua.

Hasta julio del 2012, se tiene una producción acumulada de 214’098510 STB de petróleo, con una producción acumulada de agua de 38’220512.7 STB.


 OPERACIONES RIO NAPO CEM.				
Fecha	Prod. de Petróleo Acumulado: BLS	Prod. de Agua Acumulada: BLS	Prod. de Gas Acumulada: MSCF	Inyec. de Agua Acumulada: BLS
01/07/2012	214098510	38220513	49645659	138859988

Tabla 2-6: Producción Acumulada de Petróleo, Agua y Gas e Inyección Acumulada de Agua de la arena “U Inferior”. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica de la Arena U del Campo Sacha).

2.7.6.3. Declinación de Producción

La pérdida de energía de los yacimientos, generalmente se refleja en declinación de la tasa de producción de los mismos. Los yacimientos producen por la energía contenida o introducida en los mismos. Esta energía es representada por la presión del yacimiento, la cual irá disminuyendo desde que se pone en explotación el primer pozo hasta su agotamiento final, o por razones económicas (el petróleo producido no paga lo invertido y gastado en el mismo en algún momento).

La tasa de producción de un pozo/ yacimiento experimenta una declinación natural con el tiempo, a consecuencia principalmente, de los siguientes factores:

- Agotamiento de los fluidos (reservas) asociados al área de drenaje del pozo.
- Disminución de la energía (presión).
- Incremento del corte de agua (avance de los frentes de agua).
- Incremento de la relación gas-petróleo (agotamiento natural o avance de la capa de gas).
- Disminución de la efectividad de la estimulación realizada al pozo.
- Deterioro de la eficiencia de los equipos mecánicos asociados al pozo, que puedan influir sobre la tasa de producción.

Los factores antes mencionados van a depender de las siguientes características del yacimiento, pozo y facilidades de superficie.

- Yacimientos: Porosidades, permeabilidades, espesor de arena neta, saturaciones, viscosidades, volumen, espaciamiento, fracturas (naturales e inducidas) y mecanismos de producción.
- Pozos: Diámetro, daño a la formación, intervalo de completación, acumulación de líquido y profundidad.
- Facilidades de superficie: Tamaño del reductor y presión en el cabezal.

Una expresión generalizada para la declinación de la tasa puede ser como sigue:

$$D = \frac{\frac{dq}{dt}}{q} = Kq^n \quad EQ. 15$$

D: índice de Declinación

q: tasa de producción, barriles por día, mes o año

t: tiempo en días, mes o año

K: constante

n: exponente

La declinación puede ser constante o variable en el tiempo, teniendo principalmente tres formas básicas para la declinación de la presión:

- Declinación Exponencial/Constante
- Declinación Hiperbólica
- Declinación Armónica

La declinación en la producción en el Campo Sacha, tiene un valor promedio del 18.1% anual, mientras que para la arena “U Inferior” es de 12%.

2.8. ELEMENTOS QUE INFLUYEN EN LA RECUPERACIÓN FINAL EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, como son: grado de heterogeneidad y anisotropía de las propiedades de la roca, propiedades físico-químicas de los fluidos, tipo de empuje predominante en el yacimiento, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra como es: declinación natural, recuperación secundaria, recuperación mejorada y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo, algunos yacimientos son muy sensibles al ritmo de extracción. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación.

El factor de recuperación puede establecerse:

- Mediante expresiones matemáticas o estadísticas.
- Mediante curvas de declinación.
- Con Ecuaciones de Balance Materia.
- Por Simulación Numérica.

La manera de calcular el factor de recuperación, que como se dijo es función del tiempo que tiene en explotación un yacimiento, es la siguiente:

→ Factor de Recuperación a la Fecha de Cálculo (FR), en Porcentaje

$$(\mathbf{FR}) = \frac{\text{producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \quad \text{EQ. 16}$$

En la industria petrolera, también es de uso común calcular el factor de recuperación final o último esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

→ Factor de Recuperación Final Esperado (FRF), en Porcentaje

$$(\mathbf{FRF}) = \frac{\text{producción acumulada final esperada de aceite o gas}}{\text{volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \quad \text{EQ. 17}$$

donde:

(Np o Gp) final: Producción final esperada de aceite o gas.

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (BPN). En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (MMPC) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones de superficie.

La producción acumulada final esperada se obtiene de varias maneras, dependiendo de los estándares de cada compañía o país. A continuación se presentan las dos formas más utilizadas:

$$\mathbf{Np \text{ o } Gp, final} = \text{producción acumulada a la fecha de cálculo} + \text{reservas probadas} \quad \text{EQ. 18}$$

$$\mathbf{Np \text{ o } Gp, final} = \text{producción acumulada a la fecha de cálculo} + \text{reservas probadas} + \text{probables} \quad \text{EQ. 19}$$

En casos extremos, se ha encontrado que algunos países incluyen para calcular la producción acumulada total esperada, las reservas posibles que tienen estimadas. Esto, no es la mejor práctica, ya que dichas reservas posibles pueden no llegar a convertirse en reservas probadas y por tanto, sus FRF resultarán optimistas.^[10]


 OPERACIONES RIO NAPO CEM.				
ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO A DICIEMBRE DEL 2012 Y LUEGO N PRIM				
CAMPO	YACIMIENTO	FACTOR DE RECOBRO LUEGO N PRIM	FACTOR DE RECOBRO A DICIEMBRE 2012	DIFERENCIA FR
		%	%	%
Sacha	Basal Tena	20.84	17.56	3.28
	U Inferior	39.92	28.07	11.85
	T Inferior	38.26	22.17	16.09
	Hollin	32.33	22.10	10.23
TOTAL SACHA		34.42	23.26	11.16

Tabla 2-7: Estimación del Factor de Recobro del Campo Sacha al 31 de diciembre del 2012 y luego Nprim. (Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos - RIO NAPO CEM)

Los elementos que influyen en la recuperación final en yacimientos de aceite y gas, pueden ser modificados u optimizados en el transcurso de la vida de explotación de los yacimientos, de ellos destacan:

2.8.1. ETAPA DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO DE ACEITE Y GAS.

En la ingeniería de yacimientos, en general se considera que existen tres etapas de explotación en la vida de los mismos:

2.8.1.1. Primaria.

Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el yacimiento. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

2.8.1.2. Secundaria.

Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. Durante

esta etapa, también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico de la formación, pozos horizontales y/o multilaterales.

En la actualidad un 85% de la producción mundial de crudo se extrae por métodos de recuperación primaria y secundaria, con un aproximado del 35% de recobro del petróleo existente en el yacimiento. Como la tasa de recobro se considera baja, se han implementado otros métodos y sistemas de recobro mejorado de petróleo, EOR (Enhanced Oil Recovery).^[10]

2.8.1.3. Mejorada (EOR) o Terciaria.

Es en esta etapa, en la que para continuar la explotación de un campo o yacimiento se requiere implantar otros métodos, para aumentar los factores de recuperación de aceite y gas, como: Térmicos (inyección de vapor o inyección de aire, para generar una combustión in-situ en el yacimiento), químicos (como inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o gases miscibles (como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, este último como proceso miscible o inmiscible).

Se tiene que reconocer que en el caso de algunos yacimientos, no es fácil identificar estas tres etapas. Es más, en ciertos yacimientos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos de aceite muy pesado y viscoso, que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y solo se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor, que se consideraría ya como la etapa de recuperación mejorada. En este caso, un método considerado como terciario en una secuencia cronológica de agotamiento, podría ser considerado como el primero, y quizás el único proceso por aplicar.

En la figura 2-10 podemos observar los procesos de recuperación que están considerados como convencionales y de Recuperación Mejorada, dentro de esta última, también llamada recuperación terciaria, tenemos procesos térmicos, gases miscibles e inmiscibles, químicos y otros.

^[10] DOCUMENTO TÉCNICO 1 (DT-1), Comisión nacional de hidrocarburos (México), "Factores De Recuperación de Aceite y Gas en México", 4 de Junio de 2010, pág. 9/116

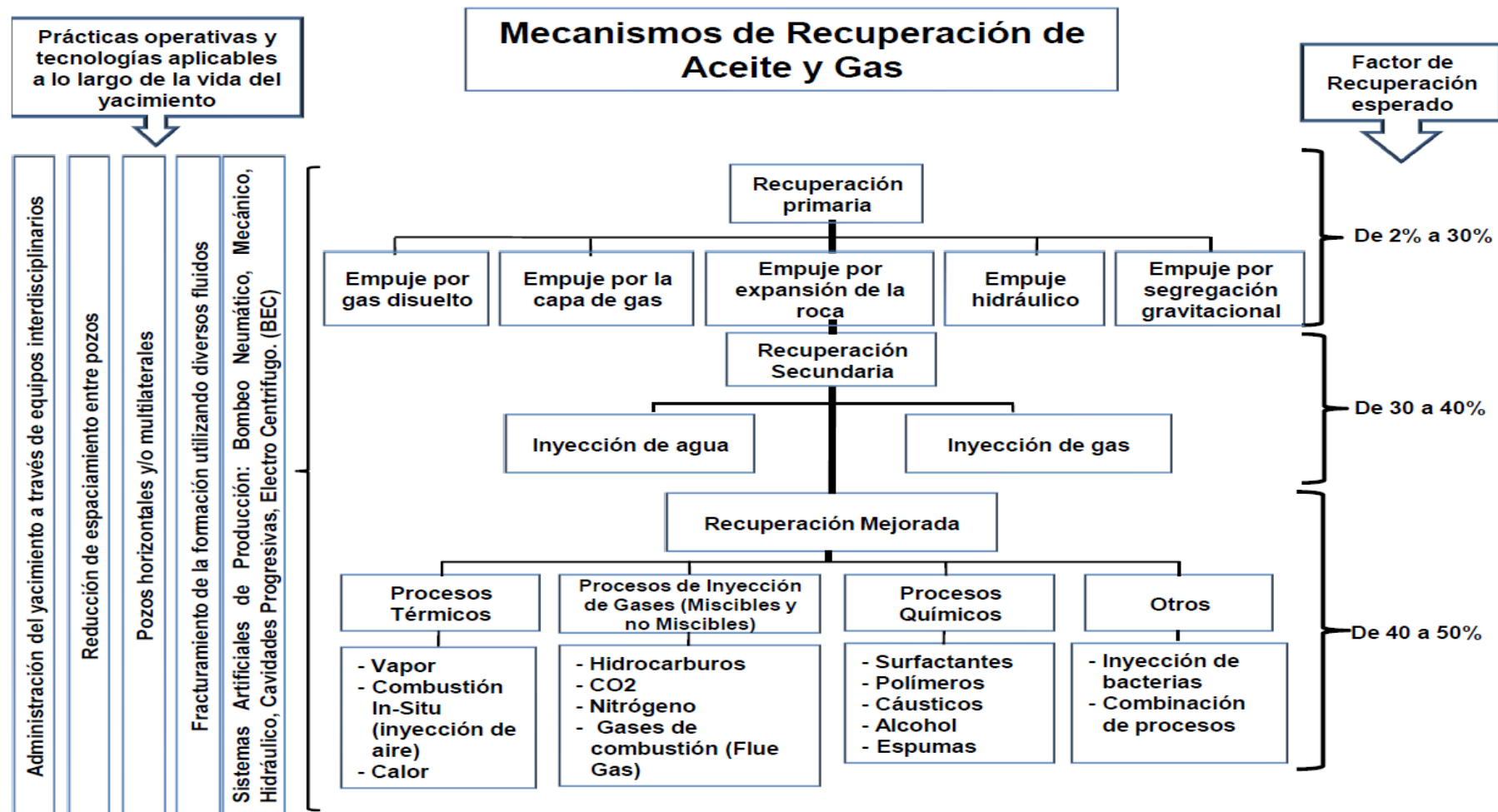


Figura 2-10: Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener. Fuente: DOCUMENTO TÉCNICO 1 (DT-1), Comisión Nacional de Hidrocarburos (México), "Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México", 4 de Junio de 2010.

2.8.2. PRÁCTICAS OPERATIVAS PARA PRODUCIR Y EXPLOTAR UN YACIMIENTO O CAMPO.

La industria petrolera, ha determinado que uno de los elementos que afectan el factor de recuperación de los yacimientos es la manera en la que se producen los mismos. Es decir, el factor de recuperación final que se obtenga de un yacimiento dependerá en una buena parte de la forma en que se ha explotado el yacimiento. Además, de los ritmos de producción que se obtuvieron del mismo y de la manera en que se aprovechó la energía natural que contenía el yacimiento, al momento de descubrirlo.

Algunos ejemplos de estas prácticas operativas se pueden encontrar en yacimientos de aceite bajosaturado, es decir, que su presión original estaba arriba de la presión de saturación y que al ser producido, no se pudo aprovechar esta situación, de manera que se produjo a ritmos muy superiores a los que debería haber aportado aceite y gas y por tanto, eso puede disminuir el factor de recuperación final.

Otro caso, que se encuentra en campos petroleros, son los yacimientos con un casquete de gas, ya sea original o formado como consecuencia de la explotación de un yacimiento de aceite bajosaturado, al ser producido por debajo de la presión de saturación. En estas situaciones, se ha observado que producir gas natural del casquete de gas, temprano en la vida del yacimiento puede provocar una disminución en los factores de recuperación final del mismo. Las mejores prácticas en este caso, indican que hay que tratar de conservar la energía que se encuentra en el casquete de gas, hasta muy tarde en la vida del yacimiento, cuando verdaderamente ya se puede producir el gas contenido en el casquete.

Un ejemplo de estas prácticas operativas, es el aprovechamiento de la energía que provee un acuífero, para la explotación de un yacimiento. Esta energía proveniente del acuífero, hay que manejarla óptimamente, para que permita desplazar y producir todo el aceite y gas posible del campo, sin producir demasiada agua al inicio de la explotación del mismo.

Para un yacimiento de gas y condensado, las prácticas operativas que han empleado las compañías petroleras indican también, la necesidad de retrasar tanto como se pueda la disminución de la presión en los yacimientos con respecto a la presión de rocío, con el objeto de impedir que los condensados se formen en el yacimiento y así reduzcan la permeabilidad dentro del mismo, lo que finalmente se traduce en menores factores de recuperación.

El caso más común en la industria petrolera de prácticas operativas que afectan el factor de recuperación final de los yacimientos, es el relacionado con la falta de aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada a la explotación de los mismos. Estos métodos, deben ser implantados en los yacimientos y campos no muy tarde en su vida productiva, con el propósito de inyectar energía a los mismos, antes de agotar casi totalmente la energía natural que contenían.^[10]

2.8.2.1. Desarrollo del yacimiento “U inferior” del Campo Sacha

La presión inicial estimada de la arena “U inferior “ fue de 3.907 PSI a 8.540 pies TVDSS (en el pozo S-2), pero mediciones posteriores dieron presiones mayores en el orden de 4.085, 4.199, 4.180 PSI en los pozos S-7, S-28 y S-11, respectivamente.

La inyección de agua de formación y de río tratada inició en Noviembre de 1986 en seis pozos completados para ese propósito, con un volumen de alrededor de 18.000 BAPD. Se logró un mantenimiento de la presión en 1.400 PSI por aproximadamente 10 años entre 1987 a 1997; luego cae ligeramente por un par de años, debido al mayor volumen de extracción y principalmente, por reducción del volumen de agua inyectado; también por recirculación del agua de inyección a través de mayor número de pozos productores y finalmente por la pérdida de energía, al producirse mayores volúmenes de gas libre alrededor de aquellos pozos cuya presión en el área de drenaje cayó por debajo de la presión de burbuja.

Desde 1999 y hasta la fecha, ha ocurrido una caída de presión de 150 PSI/año, casi constante debido a la disminución en la inyección y producción hasta el 2004 y luego ocurrió un incremento en la inyección con aumento en la producción por la incorporación de pozos nuevos.

Antes de la inyección, la producción acumulada de fluidos al 31 octubre 1986 era de 57,7 MMBN y 1,3 MMBLS de petróleo y agua, respectivamente. La producción de agua era apenas el 2,2 % del fluido total. La expansión de roca y fluido en este caso ha sido muy importante, pues para esa fecha se había obtenido una recuperación porcentual de las reservas del 5,7 % del POES.

^[10] DOCUMENTO TÉCNICO 1 (DT-1), Comisión nacional de hidrocarburos (México), “Factores De Recuperación de Aceite y Gas en México”, 4 de Junio de 2010, pág. 9/116

Desde el punto de vista del mantenimiento de la presión del yacimiento “U inferior”, el efecto de la inyección ha contribuido positivamente a frenar la declinación de la presión hasta 10 PSI/año.

2.8.3. RECUPERACIÓN PRIMARIA O MECANISMOS NATURALES DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS.

La producción primaria se define como la recuperación de hidrocarburos asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Al descubrirse un yacimiento o campo, se procura recopilar una gran cantidad de información del mismo y se realizan varios estudios a la formación productora, entre ellos: núcleos y sus correspondientes estudios en laboratorio, diferentes tipos de registros geofísicos y de producción, muestras del aceite y gas a condiciones originales, para realizar análisis PVT, pruebas de producción a los pozos, cálculos de los índices de productividad y potencial de los pozos y además, se llevan a cabo varios tipos de análisis de curvas de presión. Todos estos trabajos, con el objetivo de evaluar el potencial petrolero del nuevo descubrimiento y conocer de manera inicial sus características.

Posteriormente, a través de la perforación de pozos delimitadores en el nuevo yacimiento, se puede conocer mejor su tamaño, en términos del posible volumen original in situ que contenga. Además, se llegan a determinar características adicionales, como la profundidad de un contacto aceite-agua si es que existe, lo mismo que se trata de definir si hay una capa de gas en la parte superior. Con esta información, se empieza a identificar el mecanismo natural de producción que puede existir en el yacimiento o la combinación de mecanismos que pudieran tenerse; esto último es lo que realmente ocurre en la mayoría de los campos.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

1. Empuje por expansión de la roca y fluido.
2. Empuje por gas disuelto.
3. Empuje por la capa de gas.
4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).
5. Empuje por segregación gravitacional.

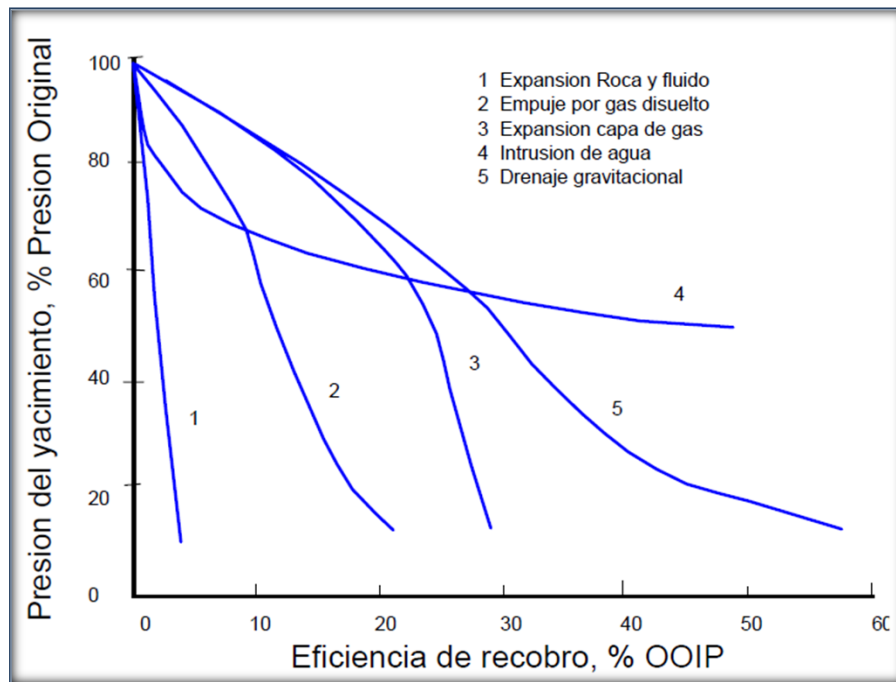


Figura 2-11: Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.
(Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - ESCOBAR Freddy H., Ph.D.)

A continuación se describen algunas de las características de cada uno de estos empujes que se presentan en los yacimientos.

2.8.3.1. Empuje por la Expansión de la Roca y Fluidos.

La producción de aceite y gas del yacimiento genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, lo que a su vez implica un aumento en la presión de sobrecarga en la formación. Este aumento de presión en los granos de la formación causa su compactación y a su vez podría llevar a ocasionar una subsidencia en la superficie, lo cual se ha observado en algunos campos en el mundo.

Por tanto, el mecanismo por expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, expulsa el aceite y gas debido a la reducción del volumen poroso en el yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que este mecanismo solo es relevante si la compresibilidad de la formación es grande, lo cual sucede en las formaciones constituidas por carbonatos.

Diferencialmente la compresibilidad se representa de la siguiente manera:

$$C = (-1 / V) * (dV / dP) \quad EQ. 20$$

Donde se tiene que:

C: compresibilidad para el rango de presión P1 a P2.

V: volumen a la presión P1.

dV/dP: cambio de volumen por aumento de la presión de una P1 a P2.

En la fig. 2-11, se muestra cual podría ser la recuperación si solo existiera el empuje por expansión de la roca y fluidos, contra la disminución de la presión en el yacimiento. Como se observa podría obtenerse cuando mucho un 4% de factor de recuperación, si solo existiera este empuje en el yacimiento, lo cual es poco probable.^[11]

2.8.3.2. Empuje por gas disuelto.

En este tipo de mecanismos no existe capa o casquete de gas. Todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a escapar y expandirse, y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Es decir, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene.

Lo anterior es particularmente cierto, en los casos donde el yacimiento es bajosaturado. Es decir, se encuentra a una presión arriba de la presión de saturación o de burbuja, que es como se le conoce.

En la fig. 2-11, se muestra una curva de porcentaje de reducción de la presión original, contra la recuperación en porcentaje del volumen original in situ en el yacimiento, en campos donde el empuje dominante es por gas disuelto. Como se observa, se calcula que en los mejores casos, se podría obtener hasta 22% de factor de recuperación, aunque hay que tomar en cuenta que este es un valor teórico.^[11]

^[11]ESCOBAR F. H., “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”.

2.8.3.3. Empuje por Capa de Gas.

En muchos casos de campos descubiertos en el mundo, se determinó que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que uno de los mecanismos de empuje se reconoce que es debido a esta capa de gas.

Por otro lado, si el yacimiento ha reducido su presión original hasta niveles por debajo de la presión de saturación, se dice que el aceite contenido en el mismo se encuentra saturado y por tanto, se va a empezar a desprender gas libre en la formación; dependiendo del espesor de la misma y la inclinación de la formación, se puede generar una capa de gas que se conoce como casquete de gas secundario.

El empuje que se genera para producir el aceite debido a la capa de gas descrita, puede llegar a ser el mecanismo preponderante de producción en el yacimiento y en combinación con otros mecanismos de empuje, definirá el nivel de factor de recuperación que puede llegar a obtener.

En la figura 2-11, se presenta la curva que señala el comportamiento de la reducción de la presión si el yacimiento tiene este empuje, contra la recuperación en porcentaje del volumen original in situ. Como se observa, en las mejores situaciones, se podría obtener un factor de recuperación de casi 30%. ^[11]

2.8.3.4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).

El empuje natural por efecto del acuífero, también conocido como empuje hidráulico, ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite del mismo.

Este mecanismo de desplazamiento en los yacimientos, es de los más eficientes, dependiendo del tipo de formación de que se trate. De hecho, los factores de recuperación más altos que se han observado en varios yacimientos alrededor del mundo, casi siempre han estado asociados a un empuje hidráulico considerable.

^[11] ESCOBAR F. H., “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”.

Se puede observar en la figura 2-11, que este empuje hidráulico es de los más eficientes y se podrían obtener factores de recuperación de alrededor de 50%, en algunos campos.^[11]

2.8.3.5. Empuje por segregación gravitacional.

Este empuje no es muy común que se presente en los yacimientos, pero cuando se tiene, es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los yacimientos alrededor del mundo. Esencialmente, está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores o con un buzamiento considerable, lo que permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior. Al lograrse esto dentro de este tipo de yacimientos, la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo.

Existen en varios países, casos de yacimientos con este tipo de empuje y normalmente se ha logrado obtener de ellos factores de recuperación muy elevados, debido a la manera tan eficiente que opera la segregación gravitacional.

En la figura 2-11, se puede distinguir que en el caso del empuje por segregación gravitacional, se podrían obtener factores de recuperación de alrededor del 60%.^[11]

Durante la recuperación primaria el flujo de fluidos dentro del yacimiento, ocurre por energía propia del yacimiento. En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

En el campo Sacha rigen dos mecanismos de empuje: por gas en solución y por empuje hidráulico.

El mecanismo de producción principal en el reservorio de la formación Hollín es un empuje hidráulico activo, generado por un acuífero de comportamiento infinito, conectado

^[11] ESCOBAR F. H., “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”.

en el fondo y lateralmente de oeste a este. Adicionalmente, se encuentra presente un mecanismo de producción por expansión de los fluidos y compresibilidad de la roca, sin embargo, debido a que la caída de presión es muy baja en este reservorio, este mecanismo de producción es despreciable

En la formación Napo el desplazamiento de los fluidos del yacimiento se debe a la expansión de los fluidos y compresibilidad de la roca, adicionalmente cuenta con acuíferos laterales para sus reservorios. En el reservorio “T” inferior existe un acuífero lateral que viene del noreste del campo afectando en mayor grado la zona norte, mientras que la arena U no presenta acuíferos.

2.8.4. RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS.

La recuperación secundaria que actualmente es casi sinónima de la inyección de agua, se implementa usualmente después de la declinación de la producción por métodos de recuperación primaria. Entre estos procesos, los tradicionales son: la inyección de agua y la inyección de gas.

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. En el caso del gas, se inyecta en la capa de gas para mantener la presión y expandirla, o dentro de la columna de petróleo en los pozos para el desplazamiento inmiscible del petróleo, de acuerdo con las condiciones de permeabilidad relativa de barrido volumétrico. Los procesos de gas basados en otros mecanismos, como hinchamiento del petróleo, reducción de la viscosidad del petróleo, o comportamiento de fases favorable, se consideran procesos EOR. Debido a que un desplazamiento inmiscible de gas es, por lo general, menos eficiente que una inyección de agua, hoy en día se usa muy pocas veces como proceso secundario.

2.8.4.1. Inyección de Agua

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismo de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y de gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y desplazar el petróleo hacia los pozos productores, en consecuencia, aumentar el recobro. Posteriormente se han utilizado otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, pero su aplicación ha estado limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por estas razones, la inyección de agua

y de gas continúan siendo los métodos de recuperación secundaria más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. (figura 2-12). En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1980, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

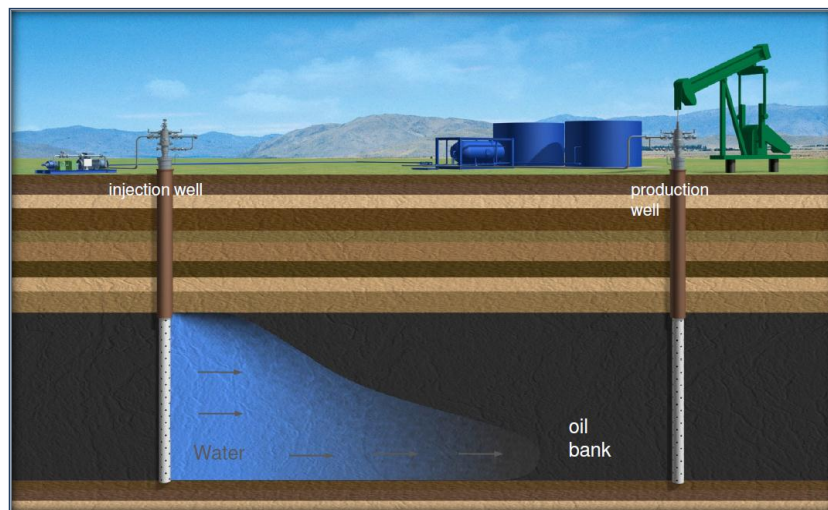


Figura 2-12: Esquema del proceso de inyección de agua. (Fuente: Paris, M. Inyección de Agua, 2001)

Cabe destacar que hoy en día más de la mitad de la producción mundial de petróleo se logra gracias a la inyección de agua, siendo este el principal método de recuperación secundaria.

El agua proveniente de un pozo inyector penetra en el medio poroso saturado con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir hacia el pozo productor. De esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua.

También conocido como "lazo de flujo o lazo poroso", en un yacimiento se tienen complicadas redes de flujo con muchas interconexiones. En la figura 2-13, se muestra la división de un fluido A que fluye en el medio poroso para luego de una corta

distancia volverse a unir en el punto B, de esta forma el fluido forma un lazo poroso que permite el paso de los fluidos como petróleo y agua.

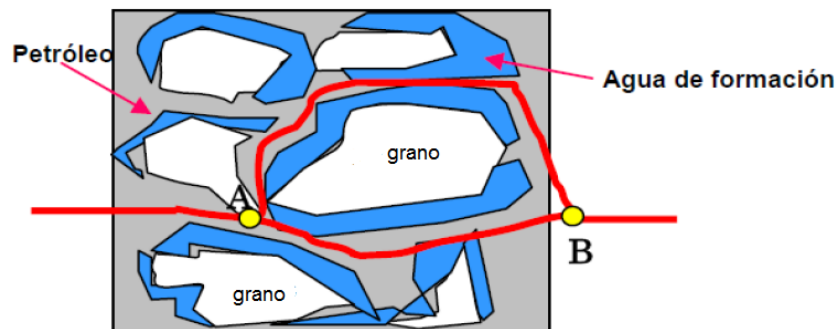


Figura 2-13: Esquema del desplazamiento de fluidos a través de un lazo poroso.
(Fuente: www.rockclub2012.wikispaces.com.)

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes.^[8]

1. Inyección Periférica o Externa.

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo, las características de este proceso son:

- Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
- Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

2. Inyección en Arreglos o Dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, las características de este proceso son:

^[8] Paris, M., “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Ediciones Astro data S.A, Maracaibo, Venezuela. Segunda Edición (2001).

- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
- A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores existentes, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

2.9. RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores: ^[1]

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

La aplicación de técnicas de recuperación mejorada se encuentran relacionadas con el precio internacional del crudo, ya que esto representa una inversión adicional para la extracción del hidrocarburo; sin embargo, en el transcurso del tiempo se ha observado el agotamiento de numerosos yacimientos y por ende el uso de estas tecnologías es cada vez más importante y presenta un mayor auge a nivel mundial.

Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70 (figura 2-14), ya se volvió económico inyectar otra cosa que agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido.

^[1] SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, “Recuperación Mejorada del Petróleo”, Mérida-Venezuela (2005).

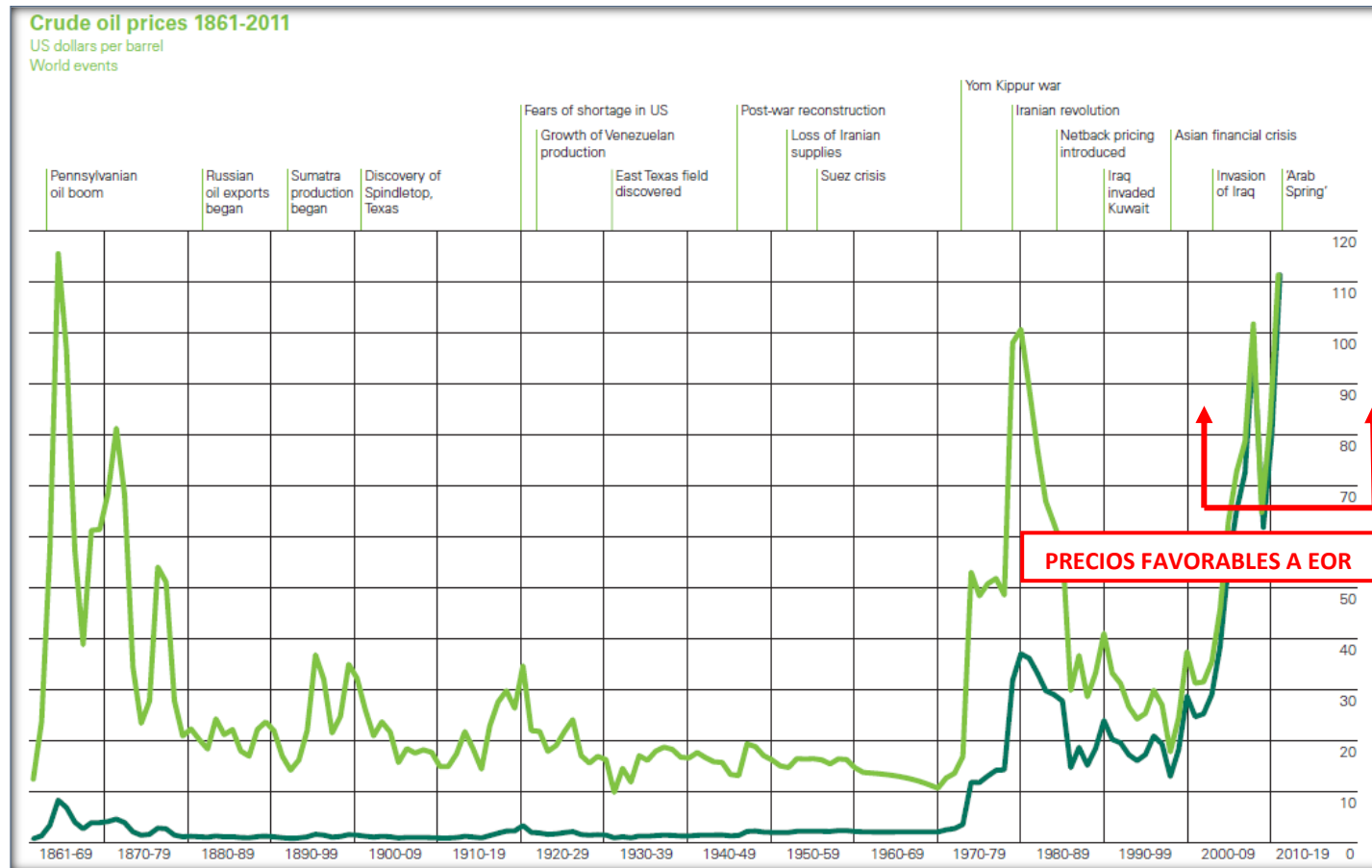


Figura 2-14: Evolución del Precio del Petróleo desde el año 1861 y la etapa favorable a la EOR. (Fuente: Energía e Importancia de la Recuperación Mejorada en Ecuador, Conferencias Enero 16, 2012, SPE Sección Ecuador (Schlumberger).

Actualizado de: BP Statistical Review of World Energy © BP 2012.)

1861-1944 US average.
1945-1983 Arabian Light posted at Ras Tanura.
1984-2011 Brent dated.

Una definición de recuperación mejorada de petróleo (EOR) es "un conjunto de tecnologías de producción que implican la inyección de energía o fluidos para mejorar la recuperación de petróleo en cualquier etapa de la producción, ya sea primaria, secundaria, o terciaria, con el fin de aumentar la recuperación total por encima de lo que es posible a través métodos tradicionales, es decir métodos primarios o secundarios (inyección de agua y la inyección de gas)". La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es un medio para extender la vida productiva de un yacimiento de petróleo de otro modo depletado y poco rentable. Por lo general se practica después de la recuperación por otros métodos, menos arriesgados y más convencionales, tales como el agotamiento de la presión y la inyección de agua.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas. Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos.

No todos los reservorios son susceptibles de EOR. Las prácticas efectivas de selección deben ser empleadas para identificar a los candidatos adecuados. Como parte de la selección, las proyecciones de suposición de flujos efectivos son generalmente realizadas para evaluar la rentabilidad. La base de estas proyecciones es una estimación del rendimiento de la recuperación.

2.9.1. PRINCIPIOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Un método determinado de EOR puede tener uno o más de los siguientes objetivos:

2.9.1.1. Mejorar la Relación de Movilidad

Relación de movilidad (M) se define como la movilidad del fluido desplazante dividido por la movilidad del fluido desplazado EQ.21.

$$\mathbf{M} = \frac{\lambda_{\text{desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}} \quad \text{EQ. 21}$$

En el caso en el que el fluido desplante es agua y el desplazado es petróleo, la EQ. 21 queda así:

$$\mathbf{M} = \frac{\lambda_w(\text{movilidad del agua})}{\lambda_o(\text{movilidad del petróleo})} = \frac{k_w * \mu_o}{\mu_w * k_o} \quad \text{EQ. 22}$$

donde:

$$\lambda_w = k_w / \mu_w \quad \text{y} \quad \lambda_o = k_o / \mu_o \quad \text{EQ. 23}$$

M: Relación de movilidad

λ : Movilidad (w = agua, o = petróleo)

k : Permeabilidad efectiva del fluido

μ : Viscosidad

Si $M < 1$, esto significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, lo que normalmente se considera como favorable, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad.

Si $M > 1$, entonces significa que el fluido desplazante, por ejemplo, agua en una inyección de agua o en yacimientos con alto empuje hidráulico, se mueve más fácilmente que el líquido desplazado, es decir, el petróleo. Sin embargo, si $M > 1$, a continuación, en ausencia de digitación viscosa, significa que más líquido se inyecta para alcanzar una saturación dada petróleo residual en los poros. Por lo tanto, para el desplazamiento efectivo del fluido, la relación de movilidad es muy importante. Entonces a menor viscosidad del petróleo, menos digitación viscosa.

La relación de movilidad (M) puede hacerse más pequeña, en otras palabras, mejorada por una de las siguientes maneras;

→ La reducción de la viscosidad del fluido desplazado, es decir, petróleo.

- El aumento de la viscosidad del fluido desplazante.
- Aumento de la permeabilidad efectiva de petróleo.
- La disminución de la permeabilidad efectiva para el fluido desplazante.

2.9.1.2. Incrementar el Número Capilar

El número capilar, N_c está definido como la relación adimensional entre las fuerzas viscosa y las fuerzas capilares, dado por:

$$N_c = \frac{\mu v}{\gamma} = \frac{k \Delta p}{\gamma L} \quad \text{EQ. 24}$$

donde

μ : viscosidad del fluido desplazante

v : velocidad de poro

γ : tensión interfacial entre los fluidos desplazados y los desplazantes (agua-petróleo)

k : permeabilidad efectiva al fluido desplazado

$\Delta p/L$: gradiente de presión a través de la distancia L

El número capilar se puede aumentar, y por lo tanto la saturación de petróleo residual disminuye, ya sea reduciendo la viscosidad del aceite o el aumento de gradiente de presión, pero más que nada, al disminuir la tensión interfacial (IFT).

2.9.2. FACTORES QUE AFECTAN AL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Los procesos de Recuperación Mejorada tienen como objetivo recuperar la mayor cantidad de petróleo remanente en el yacimiento. Los procesos de recuperación por inyección de químicos están afectados principalmente por factores como:

- Volumen poroso a contactarse (**Eficiencia Volumétrica**)
- Cambio de Saturación en el Volumen Poroso a contactarse (**Eficiencia de Desplazamiento**)
- Cambios en la Relación de Movilidad y en la Tensión Interfacial

La relación entre estos factores puede ser representada con la siguiente ecuación:

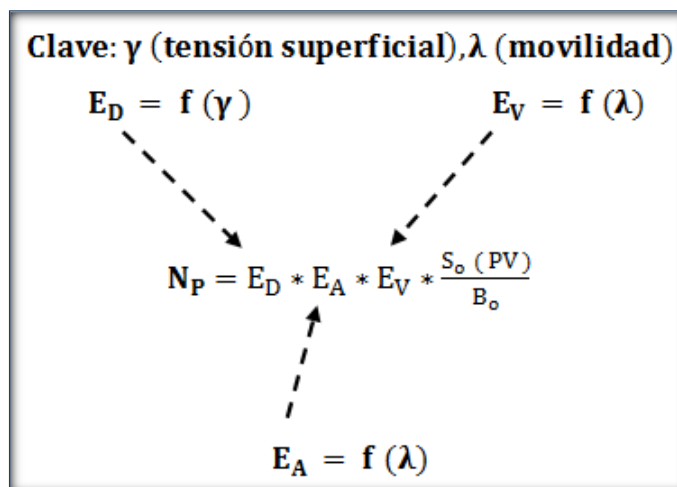


Figura 2-15: Factores que afectan a la recuperación de petróleo en procesos EOR por inyección de químicos. (Fuente: 2006 Tarek Ahmed & Associates, Ltd.)

2.9.2.1. Eficiencia de Barrido Areal (E_A)

La eficiencia areal de barrido se define como la fracción invadida respecto al área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación mejorada, es decir,

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad EQ. 25$$

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza y, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de la roca (principalmente la permeabilidad efectiva de la roca, K_e) y las propiedades del sistema roca-fluido, las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadido por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

2.9.2.2. Eficiencia de Barrido Vertical (E_V)

Debido principalmente a la heterogeneidad del yacimiento, sólo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción referida al

área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia vertical de barrido, como se observa en la EQ. 26.

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad EQ. 26$$

Entre los factores que afectan la eficiencia vertical de barrido se tienen:

- La permeabilidad efectiva de la roca, K_e vertical.
- Heterogeneidad del yacimiento (a mayor heterogeneidad de los estratos, menor será la eficiencia de barrido vertical).
- Razón de movilidad (al aumentar la razón de movilidad disminuye E_v).
- Volumen de fluido inyectado (E_v aumenta con el volumen de fluido inyectado, con el tiempo de inyección).
- Flujo cruzado entre capas.

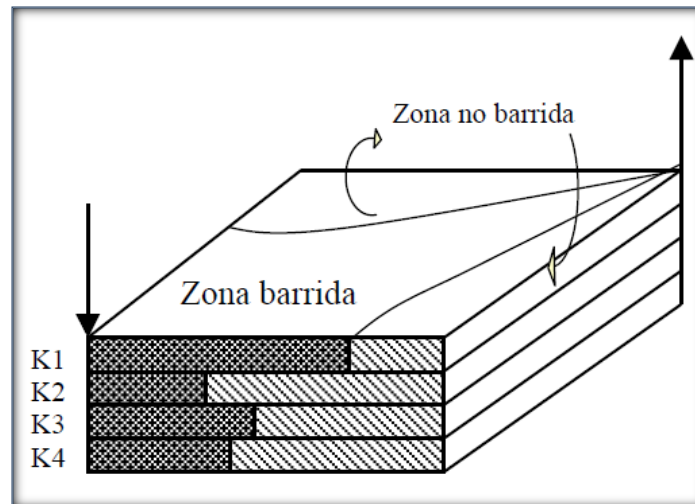


Figura 2-16: Eficiencia vertical de barrido.

(Fuente: CRAIF, F. “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, 1971)

2.9.2.3. Eficiencia de Barrido Volumétrico (E_{v0})

Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (o del arreglo) que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante. Esta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido fundamentalmente a la

estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciamiento de los pozos). La eficiencia volumétrica de barrido está representada a través de la siguiente ecuación:

$$E_{vo} = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} \quad EQ.27$$

La eficiencia de barrido volumétrico también se puede expresar como:

$$E_{vo} = E_A * E_V \quad EQ.28$$

La eficiencia volumétrica de barrido a su vez es afectada por:

- a. Cambios laterales y verticales en facies (porosidad, geometría, permeabilidad)
- b. Barreras estructurales (fallas, fracturas, buzamiento).

2.9.2.4. Eficiencia Microscópica de Desplazamiento (Ed)

La eficiencia de desplazamiento microscópico se relaciona con el desplazamiento o movilización del petróleo a escala de poros y es una medida de la efectividad del fluido desplazante, para mover el petróleo de aquellos lugares de la roca donde dicho fluido contacta al petróleo. Refleja la magnitud de la Sor en las regiones contactadas por el fluido desplazante.

Se define como la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona barrida a un tiempo dado, y se representa a través de la siguiente ecuación:

$$E_d = \frac{\bar{S}_w - S_{w2}}{1 - S_{w2}} \quad EQ.29$$

donde:

\bar{S}_w : Saturación de agua promedio durante la inyección

S_{w2} : Saturación de agua inicial

2.9.2.5. Eficiencia de Recobro (E_r)

Se expresa como el producto entre la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia vertical de barrido:

$$E_r = E_d * E_v \quad EQ.30$$

Como se ha observado, la eficiencia de barrido y de recobro es el principal factor que afecta la recuperación de petróleo durante el proceso de inyección; sin embargo, está a su vez es afectado por varios factores entre los cuales se mencionan a continuación los más resaltantes:

a. Razón de Movilidad (M)

La razón de movilidad se define como la movilidad de la fase desplazante (λ_D) dividida entre la movilidad de la fase desplazada (λ_d):

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \quad EQ.31$$

En consecuencia la ecuación EQ. 31 se puede escribir de la siguiente manera:

$$M = \frac{K_{rD} * \mu_d}{K_{rd} * \mu_D} \quad EQ.32$$

Si la fase desplazante es agua y la fase desplazada es petróleo:

$$M = \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w} \quad EQ.33$$

Este factor influye directamente en la eficiencia de desplazamiento, esto es, en la eficiencia microscópica de desplazamiento del petróleo dentro de los poros.

En efecto, si $M > 1$, el fluido desplazante (en este caso agua) se mueve más fácilmente que el fluido desplazado, lo cual hace que el frente de la inyección sea inestable debido a que el agua sobrepasa al fluido desplazado y, como consecuencia, producirá un desplazamiento menos eficiente, y en algunos casos el fenómeno conocido como

Canalización Viscosa. Para que ocurra un desplazamiento estable debe darse $M < 1$, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable. Por lo cual para mejorar la eficiencia de barrido es necesario disminuir la relación de movilidad y así aumentar la recuperación del petróleo.

Igual que la **Eficiencia de Desplazamiento**, tanto la **Eficiencia de Barrido Areal** como vertical decrecen a medida que la razón de movilidad aumenta. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápido que el petróleo, el desplazamiento es ineficiente también desde el punto de vista macroscópico.

En el caso de que el fluido desplazante sea agua, esta presenta un comportamiento newtoniano, el cual se caracteriza por poseer una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación, esto es debido a que la viscosidad para este tipo de fluidos se considera constante en el tiempo, mientras que el petróleo se comporta como un fluido no-newtoniano pseudoplástico, fluidos que se caracterizan por una disminución de su viscosidad, y de su esfuerzo cortante, con la velocidad de deformación.

La figura 2-17 (a) muestra el comportamiento de la fase desplazante cuando la relación de movilidad es mayor que uno, indicando que el fluido desplazante no formará un frente uniforme a medida que avanza la inyección y tenderá a canalizarse (adensamiento) hacia los estratos o áreas con mayor permeabilidad, lo cual hace que la eficiencia de recobro de petróleo sea pobre. En la figura 2-17 (b) se puede apreciar de mejor manera la canalización que ocurre en la inyección de agua y la diferencia con la inyección de polímeros (figura 2-17 (c)) representados un arreglo 5 spot invertido.

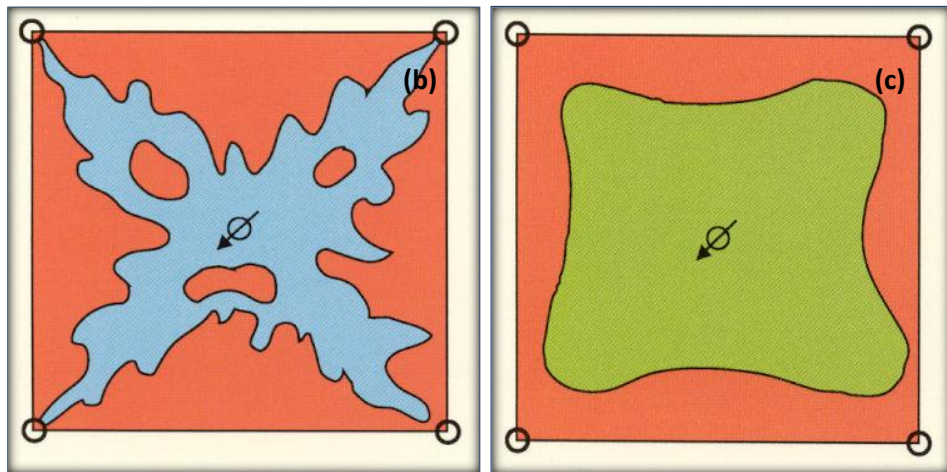
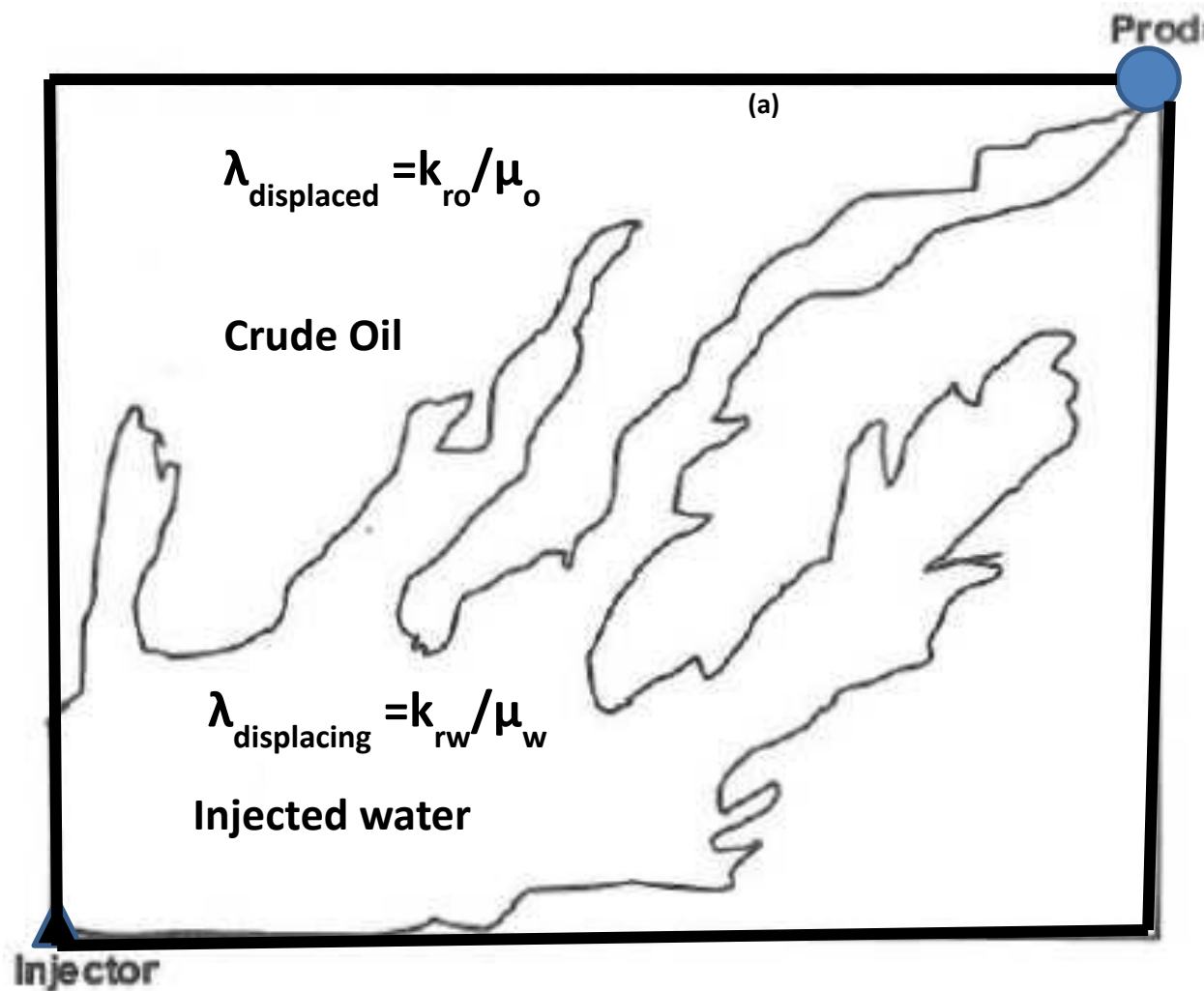


Figura 2-17: Inyección de agua con Razón de Movilidad ($M > 1$) desfavorable. (a) Comparación de la inestabilidad viscosa (adecedamiento) entre la inyección de agua (b) y la de polímeros (c) en un arreglo de inyección 5 spot invertido. (Fuente: CRAIF, F. "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", 1971)

b. Patrones de Inyección

La experiencia de campo ha demostrado que en, muchos yacimientos homogéneos y continuos, la recuperación adicional de petróleo por inyección de agua es más efectiva cuando se mantiene la presión por inyección en la periferia.

Cuando la inyección periférica falla por falta de continuidad entre la periferia y el centro del yacimiento, por la heterogeneidad y por la baja permeabilidad, es conveniente inyectar y producir los fluidos en arreglos o patrones de pozos.

En general, tomado en cuenta las características del yacimiento y de los fluidos contenidos en el mismo se recomienda lo siguiente:

- Usar la inyección en arreglos de 5, 7 y 9 pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad (han resultado más beneficiosos que los arreglos en línea)
- Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados (permiten lograr un buen control del frente de barrido)
- De acuerdo con las movilidades del los fluidos desplazante y desplazado, resulta preferible:
 - Un arreglo de 7 pozos invertidos, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.
 - Un arreglo de 7 pozos normales, si la movilidad del fluido desplazante es menor que la del petróleo.
 - Un arreglo de 5 pozos, si la movilidad del fluido desplazante es igual a la del petróleo.
- Preferir el uso de los arreglos de 7 pozos a los de 5 pozos por las razones siguientes:
 - Mayor eficiencia de barrido areal
 - Menor número de pozos inyectoros

c. Tasa de inyección

En yacimientos horizontales, las altas tasas de inyección disminuyen el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical, pero pueden producir inestabilidad viscosa del frente (**Adedamiento**) que se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante. En yacimientos inclinados y en los naturalmente fracturados es recomendable inyectar a tasas bajas por las siguientes razones:

1. Favorecen la segregación gravitacional e impiden el **Adedamiento** del frente de invasión.
2. Favorecen la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas.

Sin embargo, debe tenerse presente que las tasas bajas de inyección pueden afectar negativamente la economía de un proyecto porque retardan la recuperación de la inversión.

2.9.3. FENOMENOS INVOLUCRADOS EN LOS RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados.

2.9.3.1. Fenómenos a la escala de los poros - Capilaridad - Adsorción

Tomando la suposición que el medio poroso contiene solamente una salmuera (W) y el crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la **Capilaridad**.

La ley fundamental de la **Capilaridad** o ecuación de **Laplace** relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (**Presión Capilar P_c**) con la curvatura:

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2\gamma H \quad EQ.34$$

donde γ es la tensión interfacial y H la curvatura promedio de la interfase. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera H se manifiesta como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor).

La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas de la figura.

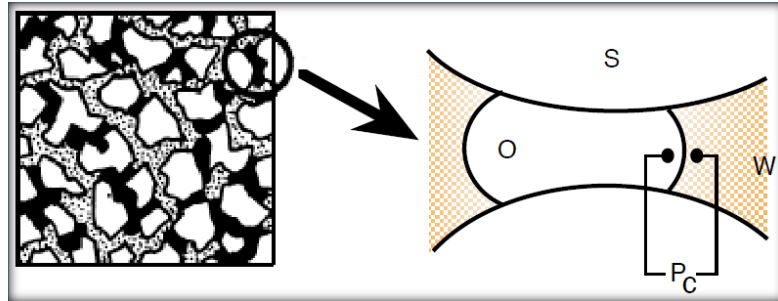


Figura 2-18: Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad.

(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

La **Tensión Interfacial** es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm. En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La figura 2-19 indica la definición de los ángulos de contacto θ_o y θ_w .

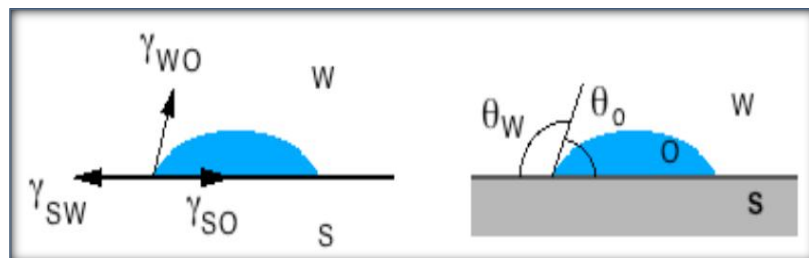


Figura 2-19: Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto.

(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

A lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que corresponden a las tensiones interfaciales. El equilibrio se expresa como un balance vectorial entre estas fuerzas cuyas direcciones son las tangentes a las interfases involucradas. Para simplificar, se puede suponer que el sólido es plano en el punto de contacto y utilizar un cálculo de trigonometría elemental para hallar la condición de equilibrio (en proyección sobre la superficie del sólido) llamada **Condición de Neuman**:

$$\gamma_{sw} = \gamma_{so} + \gamma_{wo} \cos \theta_o \quad EQ. 35$$

$$\gamma_{sw} + \gamma_{wo} \cos \theta_w = \gamma_{so} \quad EQ. 36$$

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto θ el ángulo θ_w que corresponde a la fase agua.

$$\cos \theta = \frac{\gamma_{so} - \gamma_{sw}}{\gamma_{wo}} \quad EQ. 37$$

El valor de θ depende de la tensión interfacial entre O y W (γ_{wo}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos (γ_{sw} y γ_{so}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que moja la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto θ supera 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aún localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de SiO_2) y llegar a recubrirla como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite (véase figura 2.20 y 2-21), y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie (= cambio de mojabilidad).

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

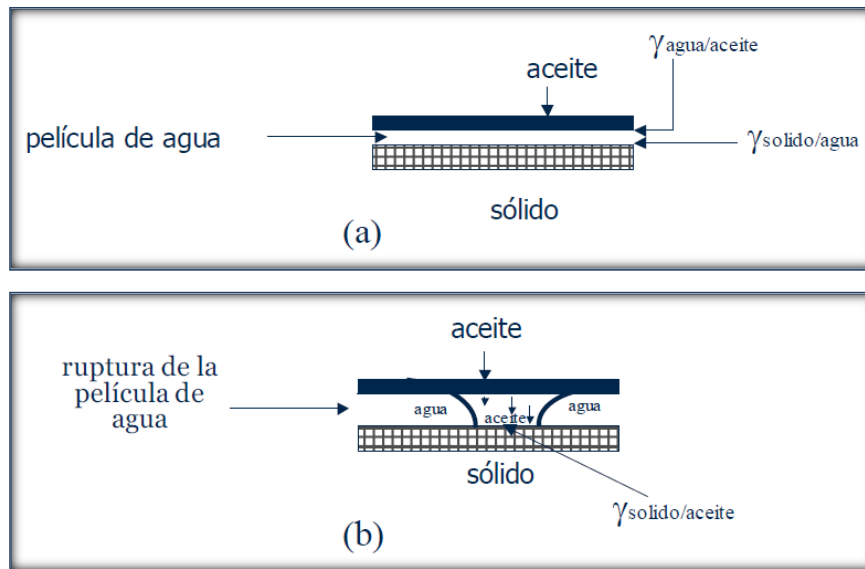


Figura 2-20: Adsorción de surfactante en la interfase agua-petróleo.
(Fuente: SALAGER, Cuaderno Firp S747-A- Versión # 2, 1999)

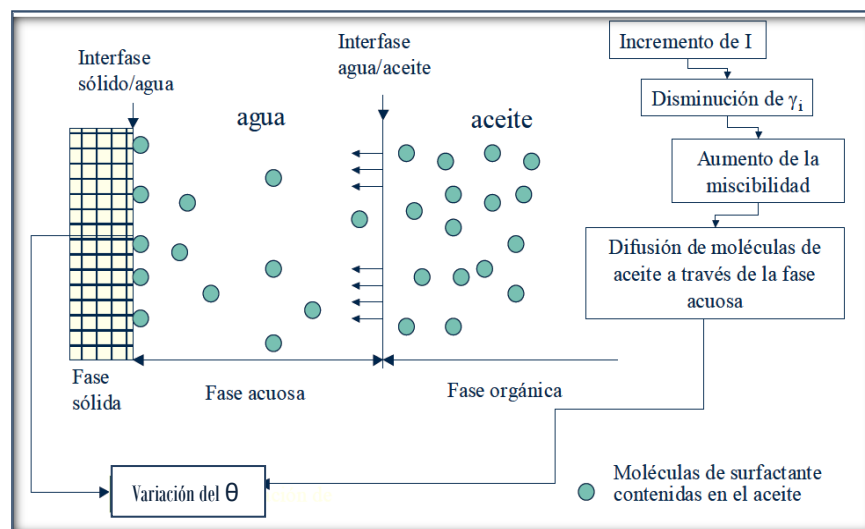


Figura 2-21: Cambio de mojabilidad por a la acción de surfactantes.
(Fuente: SALAGER, Cuaderno Firp S747-A- Versión # 2, 1999)

2.9.3.2. Fenómenos a escala del medio poroso

a. Drenaje e Imbibición

Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definir un solo tipo de geometría en el caso de un medio poroso natural.

La porosidad Φ es la fracción de volumen vacío, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedia de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen otras dos, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Las S_o y S_w son las saturaciones de aceite y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido.

Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad $P_c L / \gamma$ en función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro, Esta variación de $P_c L / \gamma$ corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición.

Para obtener estas curvas (figura 2-22) se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por alícuotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión P_c entre los fluidos.

El desplazamiento de agua por aceite (drenaje) produce la primera vez la curva (1°D), que tiende a un valor máximo de S_O , llamado $(1-S_{Wr})$ donde S_{Wr} es la saturación residual de W después del drenaje.

Si ahora se reduce la saturación de O inyectando W, se obtiene la curva de imbibición (I), hasta la saturación residual S_{Or} . Al aumentar nuevamente la saturación de O se obtiene la curva de segundo drenaje (D), y así sucesivamente. Las curvas I y D conforman el **Ciclo de Histéresis** de la **Presión Capilar**. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso (S_O), la presión capilar (el valor de P_C) dado la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

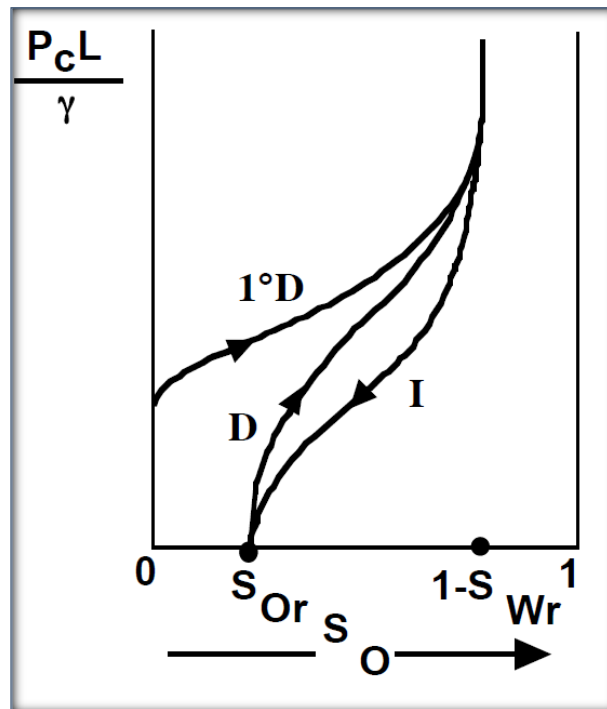


Figura 2-22: Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo. (Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

Los experimentos de **Imbibición** y **Drenaje** muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. En ambos casos de desplazamiento, existe una **Saturación Residual** (S_{Or} y S_{Wr}), típicamente del orden de 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares.

El estado de saturación residual S_{Or} es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor.

b. Ley de Darcy

El movimiento de un fluido monofásico en el medio poroso depende de una propiedad del medio llamada permeabilidad. La permeabilidad se halla experimentalmente al determinar la relación entre la velocidad de movimiento de un fluido y la pérdida de carga (variación de presión) producida.

La ley correspondiente, llamada de Darcy, enuncia una relación lineal, la cual está satisfecha a las bajas velocidades involucradas.

$$u = \frac{k \, dP}{\mu \, dL} \quad EQ. 38$$

donde u es la **Velocidad Específica** o **Velocidad de Filtración**, es decir, el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado: es el caudal volumétrico dividido por el área de sección recta del medio, es decir la velocidad promedio en los poros multiplicada por la porosidad. μ es la viscosidad del fluido, dP/dL es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y k es la permeabilidad del medio. Cuando u se expresa en cm/seg, μ en centipoise, dP/dL en atmósfera por cm, k se expresa en darcy.

El darcy es igual a $9,87 \cdot 10^{-9} \text{cm}^2$ y corresponde a un medio bastante permeable. La mayoría de las rocas almacén poseen una permeabilidad del orden de una fracción de darcy. Un lecho de arena compactado pero no consolidado posee una permeabilidad de varios darcys.

La ley de Darcy suministra una información equivalente a la ley de Poiseuille para un capilar cilíndrico, pero esta vez promediada para todos los poros.

$$\text{Ley de Darcy} \quad u = v\phi = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad EQ. 39$$

$$\text{Ley de Poiseuille} \quad \langle v \rangle = \frac{R^2}{8\mu} \frac{dP}{dL} \quad EQ. 40$$

Como se observa en la EQ. 39 y EQ. 40, el equivalente de la permeabilidad para un capilar de diámetro R es $R^2/8$.

c. Flujo difásico - Permeabilidades relativas

Cuando los fluidos inmiscibles (O y W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

Las saturaciones S_o y S_w

Las presiones P_o y P_w cuya diferencia es P_c

Las velocidades de filtración u_o y u_w

Por analogía con la ecuación de Darcy se escribe:

$$u_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dP_o}{dL} \dots \quad EQ. 41$$

$$u_w = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{dP_w}{dL} \quad EQ. 42$$

estas relaciones definen los coeficientes k_o y k_w , llamadas permeabilidades efectivas.

La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso. La relación entre una permeabilidad efectiva y la permeabilidad del medio k se llama permeabilidad relativa (k_r):

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad EQ. 43$$

$$k_{rw} = k_w/k \quad EQ. 44$$

k : permeabilidad efectiva, agua(W) y Petróleo(O)

kr: permeabilidad relativa, agua(W) y Petróleo(O)

La variación de las permeabilidades relativas se grafica de la manera indicada en la figura 2-23 para una saturación de aceite comprendida entre los límites S_{or} y $(1-S_{wr})$; cada una de las permeabilidades relativas crece con la saturación correspondiente.

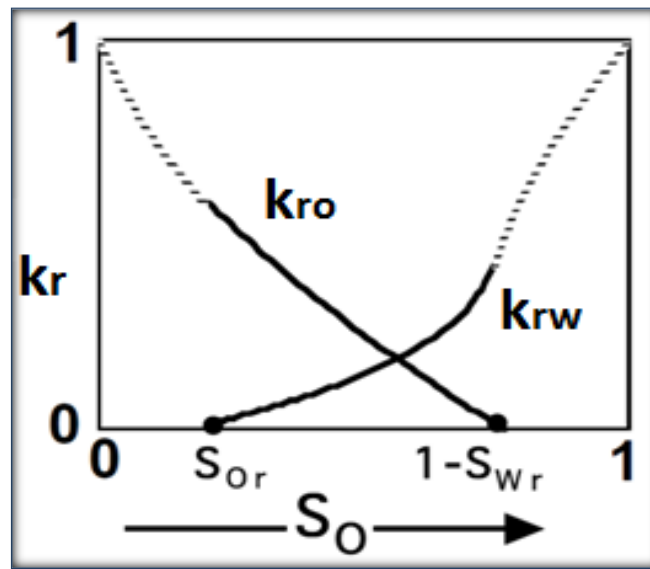


Figura 2-23: Permeabilidades relativas en función de las saturaciones.

(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

Se puede demostrar que la relación u_w/u_o es decir, la relación agua/aceite (WOR) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades, siendo la movilidad λ la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido.

$$WOR = (k_{rw}/\mu_w)/(k_{ro}/\mu_o) = \lambda_w/\lambda_o \quad EQ. 45$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas k_{rw} y k_{ro} se desplaza hacia abajo (las kr disminuye) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a S_{or} el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando S_o se acerca a S_{or} como en el caso de un yacimiento en el fin de la recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

2.9.3.3. Fenómenos a la escala del yacimiento.

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento (relativos al cambio de escala).

El efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación S_o en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical. Por otra parte la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas. En todos los casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (W ó W con aditivos) tiene por lo tanto tendencia a pasar en las zonas más permeables y no penetrar en las demás. Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación S_w aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa kr_w , lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales.

La disposición de los pozos inyectores y productores tienden a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. En el clásico “five spot” con el pozo inyector al centro como indicado en la figura 2-24, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento.

Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo “pistón” a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales.

Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar “empujar” un fluido viscoso (O) con un fluido menos viscoso (W) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado **Digitación** o formación de dedos de fluido (W) que penetran en el fluido (O) (ver figura 2-24). A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos

preferenciales. Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del aceite (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

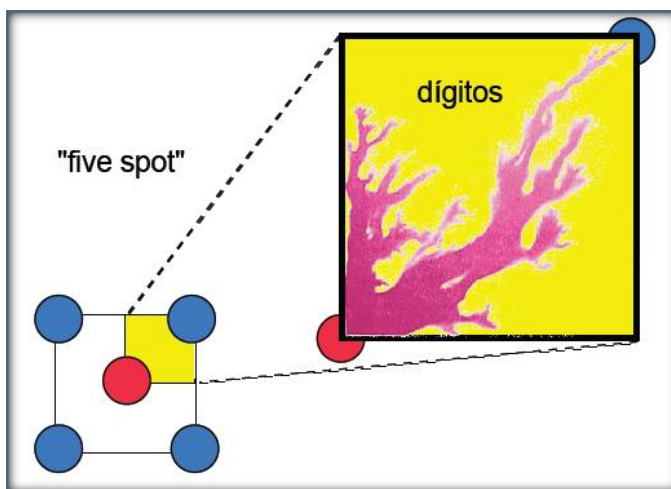


Figura 2-24: Formación de dúgitos durante una inyección con movilidad mal controlada.
(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

2.9.4. CONDICIONES DE MOVILIZACIÓN Y DESPLAZAMIENTO

Hace ya más de 80 años que se ha determinado que las fuerzas capilares son las responsables del atrapamiento del petróleo. El cálculo muestra que al final de un drenaje con agua típico, las fuerzas capilares son varios órdenes de magnitud mayores que las fuerzas viscosas de drenaje.

Es por lo tanto lógico que los procesos estudiados o propuestos hagan énfasis en la modificación de estas fuerzas por cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial o incluso eliminación de la interfase que es equivalente a alcanzar una tensión nula.

2.9.4.1. Histéresis del ángulo de contacto – Efecto Jamin

En 1860 Jamin encontró que la presencia de una serie de burbujas en un capilar liso podía resultar en una considerable resistencia al flujo. Si se supone que el ángulo de contacto es el mismo en ambas superficies, la ley de Laplace indica que no debe haber diferencia de presión entre los dos lados de la película.

Sin embargo, Jamin observó que al desplazarse una línea de contacto trifásico, el ángulo de contacto dependía de la dirección del movimiento. El ángulo de contacto de avance (1-2) del fluido que moja la superficie es mayor que el ángulo de contacto de abandono de la superficie (2-3), llamado de retroceso (figura 2-25).

Teniendo en cuenta que la presión es mayor del lado de la concavidad y suponiendo que las interfases son hemisféricas se puede calcular, de acuerdo a la figura 2-26, que:

$$P_1 - P_2 = 2\gamma/R_{12} \quad EQ. 46$$

$$P_3 - P_2 = 2\gamma/R_{23} \quad EQ. 47$$

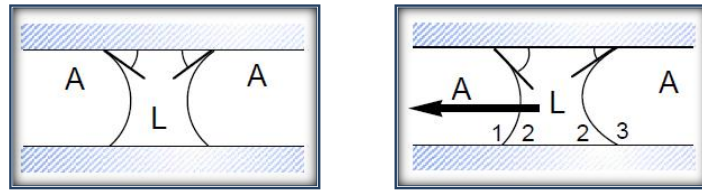


Figura 2-25: Gota de líquido (L) mojando la pared de un capilar, en ausencia de movimiento (izquierda), y en desplazamiento en la dirección de la flecha (derecha).

(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

Por la diferencia entre los ángulos de contacto θ_{12} y θ_{23} los radios de curvaturas son diferentes en el capilar de radio R.

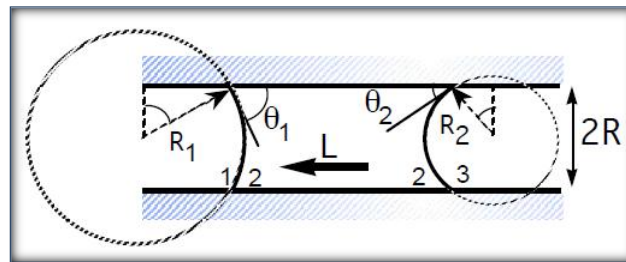


Figura 2-26: Radios de curvatura (en ausencia de gravedad) en los meniscos de avance y de retroceso en función de los ángulos de contacto. (Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

$$\text{Entonces} \quad R = R_{12} \cos \theta_{12} = R_{23} \cos \theta_{23} \quad EQ. 48$$

$$\text{Como} \quad \theta_{12} > \theta_{23} \dots \cos \theta_{12} < \cos \theta_{23} \text{ y } R_{12} > R_{23}$$

$$\text{En consecuencia} \quad P_1 - P_2 < P_3 - P_2 \quad \text{ó} \quad P_1 < P_3$$

Existe por lo tanto un gradiente de presión a través de la película de líquido. En presencia de varias burbujas consecutivas en un capilar, todas las caídas de presión se suman y se puede producir una considerable resistencia al flujo.

El efecto Jamin se puede medir experimentalmente con un goniómetro al observar los ángulos de contactos de una gota ubicada sobre una superficie inclinada (figura 2-27).

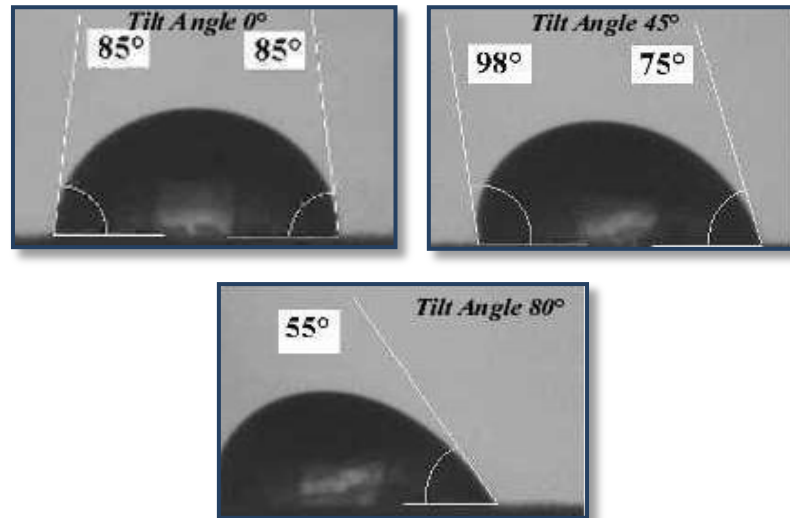


Figura 2-27: Gota sobre plato inclinado mostrando la histéresis de ángulo de contacto.
(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

Se aumenta la inclinación de la superficie y se observa que la gota no se desplaza (figura 2-27). El equilibrio mecánico implica que el ángulo de contacto de avance sea mayor que el de retroceso. Se alcanza por supuesto un momento en que la inclinación es tal que la fuerza de gravedad desplaza la gota. Esta histéresis del ángulo de contacto se explica a menudo por una microrugosidad de la superficie sólida.

2.9.4.2. Fuerzas viscosas contra Fuerzas capilares.

En el caso del desplazamiento de aceite en un medio poroso existen otras razones que pueden producir una diferencia de presión de parte y otra de una gota, Si la gota se encuentra en un poro de diámetro variable, la ley de Laplace nos indica que la diferencia de presión no será la misma en sus dos interfases con la otra fase.

Tomamos como ejemplo en la figura 2-28 una gota de aceite (O) en un yacimiento mojado por agua ($\theta_o > 90^\circ$), que está atrapada por fuerzas capilares.

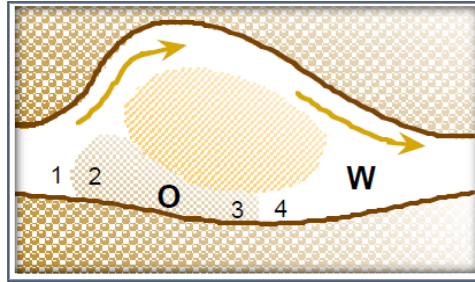


Figura 2-28: Configuración de una gota de aceite (O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso. (Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

Ya que el radio de la interfase 1-2 es superior al radio de la interfase 3-4, la ley de Laplace indica que $P_2 - P_1 = 2\gamma/R_{12}$, EQ. 49 que es inferior a $P_3 - P_4 = 2\gamma/R_{34}$, EQ. 50.

Al equilibrio, es decir si $P_1 = P_4$, entonces $P_2 < P_3$ y por lo tanto la gota tiende a desplazarse hacia la izquierda, es decir a salir del poro.

Si existe un gradiente de velocidad de imbibición de W de izquierda a derecha tal que se produzca una pérdida de carga $\Delta P = P_1 - P_4$ EQ. 51, se puede calcular que:

$$P_2 - P_3 = \Delta P - 2\gamma/R_{34} + 2\gamma/R_{12} \quad \text{EQ. 52}$$

Para que haya movimiento de la gota de izquierda a derecha, P_2 debe ser mayor que P_3 y:

$$\Delta P/2\gamma > (1/R_{34}) - (1/R_{12}) \quad \text{EQ. 53}$$

Las leyes de Poiseuille y de Darcy indican que ΔP es directamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la velocidad e inversamente proporcional al radio del poro y a la permeabilidad. La condición de **Movilización** está por lo tanto favorecida por un aumento de la velocidad de inyección de agua y por un aumento de su viscosidad. Por otra parte está también favorecida por una disminución de la tensión interfacial.

Tomando valores típicos correspondientes a la fase final de una operación de inyección de agua, se puede calcular que la desigualdad anterior no se cumple y que falta para que se cumpla un aumento de dos o tres órdenes de magnitud en el factor $\Delta P/\gamma$.

La relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares se ha expresado en forma adimensional, por un llamado número capilar N_c (o número de Weber):

$$N_c = v\mu/\gamma, \Delta P/\gamma, v\mu/\gamma\cos\theta, v\mu/\phi\gamma\dots \quad EQ.54$$

Todas estas expresiones son equivalentes en cuanto a su significado fenomenológico y no importa cual se escoge. La expresión más usada es:

$$N_c = \frac{v\mu}{\gamma} \quad EQ.55$$

donde:

N_c : número capilar.

v : velocidad del fluido desplazante (agua).

μ : viscosidad del fluido desplazante (agua).

γ : tensión interfacial agua/crudo.

Los datos de la literatura muestran que el porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso a S_{Or} es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y esencialmente 100% cuando el número capilar es superior a 10^{-3} .

Las figuras 2-29 a) y b) indica que todos los experimentos no producen exactamente la misma transición, lo que significa que existen también otros factores, tales como la mojabilidad. Sin embargo, está claro que si se puede aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud, se puede alcanzar una recuperación de casi 100% del petróleo en la zona barrida.

Por tanto los métodos de recuperación mejorada tienen todos como propósito aumentar el número capilar. Conviene entonces examinar lo que se puede hacer para aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud:

- Primero, se puede incrementar la velocidad de la fase acuosa, lo que aumentaría " v " en consecuencia. Tal aumento implica sin embargo un aumento de la presión de inyección y un costo adicional. Adicionalmente, está limitado por dos factores desfavorables: de una parte no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra parte el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo **Digitación** y la producción de caminos preferenciales. En consecuencia no se puede prácticamente aumentar la velocidad " v " mucho más allá del típico 1 pie/día.
- Segundo factor que se puede modificar es la viscosidad de la fase acuosa. Es el propósito de los métodos llamados de inyección de polímeros en los cuales la fase acuosa contiene una concentración polímeros hidrosolubles de tipo poliácridamida o polisacárido.

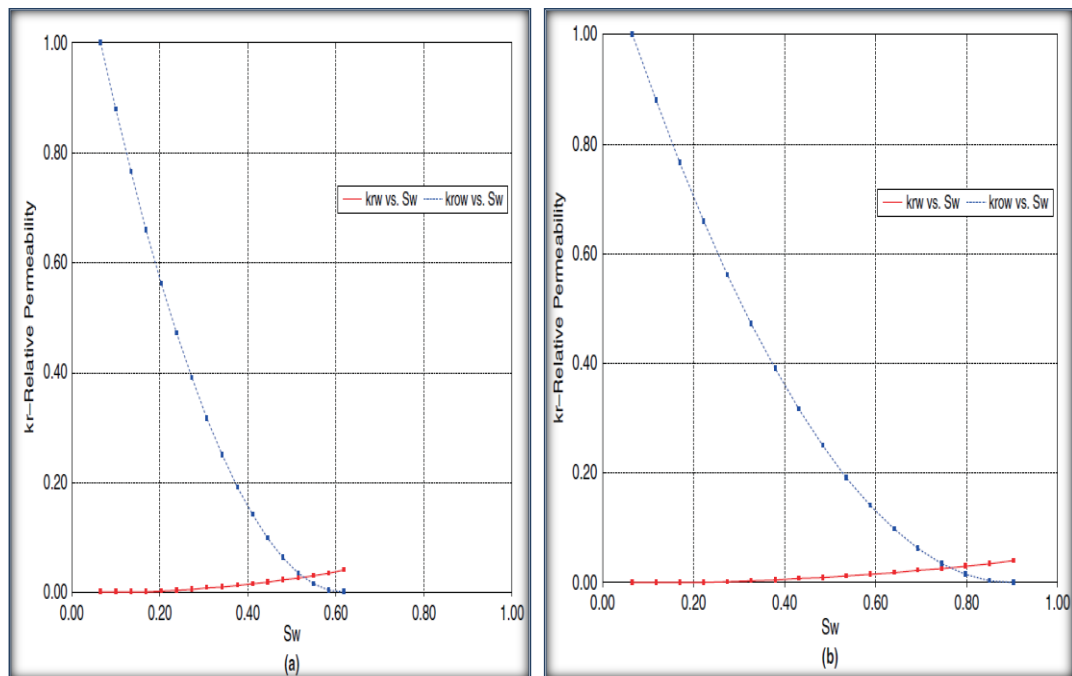


Figura 2-29: (a) Bajos y (b) Altos Números capilares en términos de las curvas de permeabilidad relativa. (Fuente: EOR, Field Planning and Development Strategies)

El aumento de la viscosidad de la fase acuosa es también favorable para controlar las inestabilidades tales como la **Digitación**, y tiende a mejorar la eficiencia de barrido. Por otra parte, tiende a aumentar la fracción de aceite en los fluidos producidos (reducción del

WOR). Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa, mayor el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido.

El aumento del número capilar por aumento de la velocidad y/o de la viscosidad de la fase acuosa está por lo tanto limitado a algo como un orden de magnitud, y en la mayoría de los casos eso es insuficiente por un factor 100 ó 500. Es por lo tanto es imprescindible lograr una reducción considerable de la tensión interfacial entre el agua y el aceite, y por eso es indispensable usar surfactantes con un considerable poder tensioactivo.

La introducción de un surfactante en la fase acuosa permite reducir la tensión interfacial agua/crudo de 30-40 dinas/cm hasta 1 ó 0,1 dina/cm, lo que es todavía insuficiente por un factor 50 ó 100. Estudios realizados en los años 1970 han mostrado que en ciertas circunstancias muy particulares la tensión interfacial podía reducirse a menos de 0,001 dina/cm (1 $\mu\text{N/m}$), y que se podía obtener incluso la miscibilidad entre agua y aceite (tensión interfacial nula) con concentración de surfactante del orden de 5%. En tales condiciones se producen varios mecanismos de movilización que contribuyen a la recuperación del aceite.

2.9.4.3. Mecanismos de Movilización

a. Movilización Miscible

Si la formulación de la fase acuosa es tal que ésta pueda formar una sola fase con el aceite, entonces las fuerzas capilares no entran en línea de cuenta ya que la interfase desaparece. El desplazamiento miscible puede obtenerse con soluciones alcohólicas, con soluciones concentradas de surfactante o con dióxido de carbono supercrítico. Al obtenerse las condiciones del desplazamiento miscible, la ley de Darcy se aplica; sin embargo, el fluido no es homogéneo desde el punto de vista de la densidad y de la viscosidad y pueden producirse segregaciones. El estudio de la distribución de tiempos de residencia permite caracterizar las propiedades del flujo.

b. Movilización por Baja Tensión

Si la formulación de la solución acuosa es adecuada, la tensión interfacial entre ésta y el crudo puede bajar a 0,001 - 0,0001 dina/cm (o mN/m) como indicado en la figura 2-

30. Las condiciones de obtención de tales tensiones corresponden a la llamada formulación óptima y están asociadas con la presencia de un sistema trifásico en el cual coexisten una microemulsión y fases exceso de agua y de aceite.

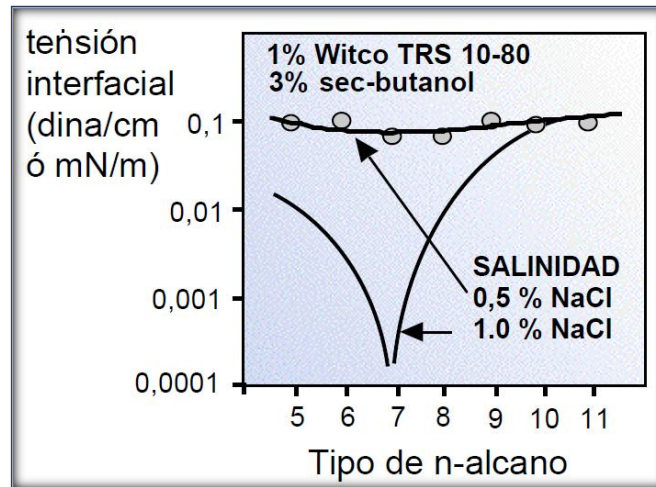


Figura 2-30: Ocurrencia de tensión interfacial ultra-baja en condiciones muy particulares (formulación óptima). (Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

Para tales valores de la tensión interfacial, el criterio del número capilar indica que se obtiene casi un 100% de recuperación en la zona barrida. Estudios en micromodelos transparentes han mostrado que en sistemas de baja tensión interfacial, los glóbulos de aceite atrapados se deforman fácilmente y se alargan al pasar a través de los poros de la matriz porosa. Cuando el glóbulo de aceite está movilizado, se desplaza y encuentra otros glóbulos con los cuales coalescen, produciendo glóbulos más alargados los cuales son más fáciles de movilizar; finalmente llega a formarse una red de glóbulos interconectados, es decir un banco de aceite y el régimen se torna un flujo difásico (tipo Bucklet-Leverett) con una saturación de aceite netamente superior a S_{Or} (ver figura 2-31).

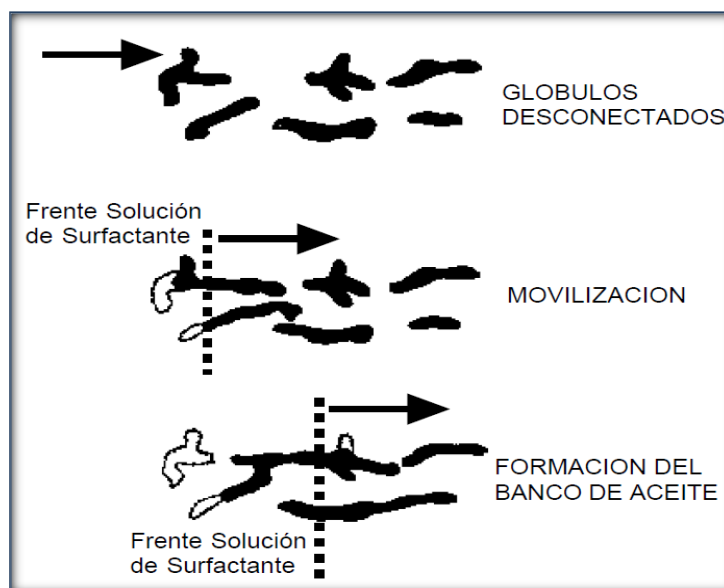


Figura 2-31: Movilización de las gotas atrapadas mediante la inyección de solución de surfactante que produce una baja tensión interfacial. (Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

La experiencia indica que éste es el principal mecanismo de **Movilización-Desplazamiento** en los procesos por inyección de surfactante. Sin embargo, existen otros mecanismos secundarios que pueden tener importancia.

c. Movilización por Solubilización y Ensanchamiento

Cuando se deja equilibrar un sistema surfactante-agua-aceite, la fase que contiene la mayoría del surfactante es a menudo una microemulsión que puede solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Según que las microemulsiones están en equilibrio con una fase acuosa, una fase aceite o ambas, sus características de solubilización son distintas.

El caso a considerar en esta sección es aquel del llamado diagrama de Winsor tipo II en el cual la fase aceite contiene la mayoría del surfactante y es una microemulsión que solubiliza una cantidad de agua que puede ser notable como indicado en la figura 2-32.

En ensayos de laboratorio se han obtenido sistemas casi-óptimos en los cuales la fase aceite duplica su volumen por solubilización de agua. Tales condiciones no se obtienen

en general en el campo porque las concentraciones de surfactante son bajas; sin embargo, es posible en ciertos casos que la fase aceite se ensanche un 20-30% mediante la solubilización agua, lo que (1) aumenta notablemente la saturación S_o , y por tanto k_{ro} , y (2) resulta también en una reducción de viscosidad de la fase aceite. Ambos efectos aumentan la movilidad del aceite. Sin embargo no es fácil determinar la importancia de estos efectos, porque los sistemas que lo exhiben están muy cerca de la formulación óptima y por lo tanto poseen una tensión interfacial baja, lo que hace el mecanismo anterior tiende a ocultar los efectos (secundarios) debidos al ensanchamiento del aceite.

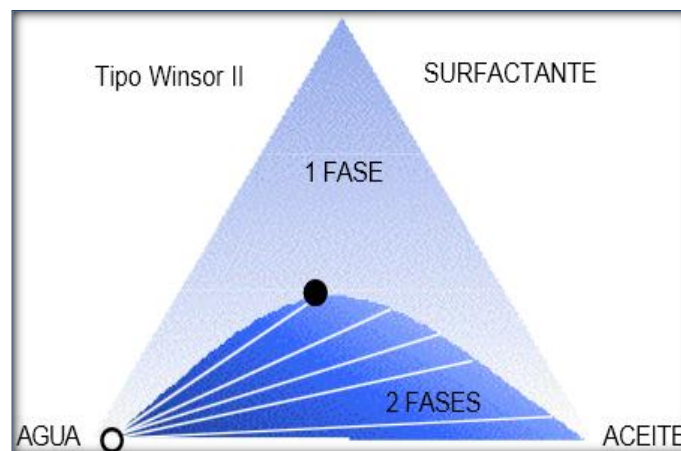


Figura 2-32: Diagrama ternario (tipo Winsor II) en el cual la fase aceite (circulo negro) ha solubilizado una considerable cantidad de agua. (Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, (2005)).

d. Movilización por cambio de Mojabilidad

La presencia de un surfactante puede modificar la **Mojabilidad** del sólido; sin embargo y a pesar de decenas de estudios, no está claro si es mejor tener una roca mojabable por el agua o mojabable por el aceite. Lo que sí se sabe, es que el fenómeno clásico de desplazamiento del sucio presentado en los mecanismos de detergencia (limpieza basada en fenómenos físico-químicos) no se aplica aquí, más que todo porque se carece de la energía mecánica necesaria.

Si la roca es mojada por el aceite, éste tenderá a penetrar en poros de pequeño diámetro y por lo tanto en atraparse más. Sin embargo, al mojar la pared del medio

poroso, la fase aceite puede presentar una continuidad a saturaciones muy bajas, y por lo tanto seguir fluyendo.

En el método de **Movilización** por baja tensión la roca es aparentemente mojada por el agua y uno de los papeles del surfactante es evitar la adhesión del aceite a la roca.

Ciertos estudios tienden a mostrar que la inyección de sustancia alcalina aumenta la **Mojabilidad** al agua; otros demuestran lo contrario. Como los ácidos nafténicos del crudo se transforman en jabones en presencia de una base, tales cambios pueden probablemente interpretarse por la adsorción del carboxilato en la roca.

Finalmente se debe concluir que existe bastante confusión en cuanto a la importancia de la **Mojabilidad** como mecanismo de **Movilización**, y que si bien es cierto que un cambio de **Mojabilidad** parece ser favorable en algunos casos, no se puede enunciar reglas generales al respecto.

e. Emulsión Espontánea

Este proceso de no-equilibrio se ha observado desde hace mucho tiempo al verter un concentrado limpiador (pinolin) o agrícola, o de aceite de corte en agua. Se forma una nube blanca característica. También existen fenómenos aparentados durante el enfriamiento de aleaciones metálicas que lleva el nombre de **Descomposición Espínodal**.

En el caso de sistemas surfactante-agua-aceite se observó que la transferencia de masa puede producir cerca de la interfase zonas sobre-saturadas que se separan en dos fases espontáneamente, de donde el nombre de **Emulsión Espontánea**.

Hay evidencia de que en la zona de contacto entre la solución de surfactante y el aceite, aparecen gotas de muy pequeño diámetro; a pesar de que la tensión interfacial sea muy baja, los esfuerzos de cizallamiento son sin embargo insuficientes para producir una emulsión tan fina; se piensa que esta emulsión se produce espontáneamente cerca de la interfase crudo-agua.

Esta suposición está corroborada por el hecho de que se puede obtener una buena recuperación con sistema de tensión relativamente alta (0,1 dina/cm) cuando se produce la **Emulsión Espontánea**. Se explica la eficiencia de movilización por el mecanismo siguiente llamado por Ruschack y Miller **Diffusion and Stranding**.

- El frente de la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el glóbulo de aceite y se produce una transferencia de masa de surfactante en el aceite, luego una transferencia de agua en aceite o de aceite en agua.
- Al producirse una zona sobresaturada en la fase aceite cerca de la interfase, ocurre la emulsión espontánea y el aceite se encuentra dividido en muy finas gotas (0.1 - 0.5 micras).
- Estas pequeñas gotas están arrastradas por las fuerzas viscosas de drenaje y luego coalescen entre sí, o con otros glóbulos.

2.10. METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

Se clasifica como recuperación mejorada cualquier método que se aplique o bien después de la recuperación secundaria por drenaje al agua (es entonces terciario) o bien en lugar de los métodos convencionales de recuperación secundaria por inyección de agua. La tendencia actual es aplicar estas técnicas antes de que se termine el drenaje con agua y aún desde el principio del drenaje con agua.

Estos métodos se dividen en dos grandes clases: los métodos térmicos y los métodos de inyección de agua con productos químicos.

a. Métodos Térmicos

1. Inyección Cíclica de Vapor (huff and puff)
2. Inyección continua de vapor (steam drive)
3. Combustión in situ

b. Métodos No Térmicos

1. Métodos miscibles (solventes, CO₂, microemulsiones)
2. Métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos y sus mezclas.

- Métodos de baja tensión (surfactante)
 - Métodos alcalinos
 - Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas (agua viscosa)
 - Inyección método SP
 - Inyección método ASP (alcalino-surfactante-polímero)
3. Microbial Enhance Oil Recovery (MEOR)

2.10.1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON ADITIVOS QUÍMICOS.

Los métodos de recuperación mejorada por métodos químicos incluyen:

1. Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
2. Procesos de inyección de surfactante.
3. Inyección de soluciones alcalinas.

Debido a que cada yacimiento es único en lo que se refiere a las propiedades de los fluidos presentes en él y el medio poroso, se deben diseñar sistemas químicos característicos para cada aplicación.

Los reactivos químicos empleados, sus concentraciones en los procesos de inyección y el tamaño de los mismos, dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, así como, de las consideraciones económicas correspondientes. Sin embargo, se pueden mencionar algunos criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de este tipo: ^[12]

Método	°API	Viscos. (cP)	Perme. (mD)	Temp. (°F)
Inyección de Polímeros	15-40	< 35	> 10	< 160
Inyección de Surfactantes	25-40	< 15	< 500	< 150
Inyección de Sol. Alcalinas	15-35	< 150	< 1000	< 200

Tabla 2-8: Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos. (PDVSA-CIED, 1998)

^[12] PDVSA-CIED, (1998).

Si bien en la tabla 2-8, se menciona que la inyección de polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas está condicionada a temperaturas menores a 200 °F, en la actualidad empresas como Intevep-PDVSA, TIORCO, SURTEK y otras proveedoras de estos químicos, ofrecen una gran variedad de mezclas y aditivos que hacen posible aplicar estos métodos en reservorios con temperaturas superiores a 200°F, lo cual representa un gran avance en el desarrollo de estas tecnologías, haciendo de estos métodos una opción más atractiva para su aplicación.

A continuación se hará una descripción de los principales aspectos relacionados con cada método

2.10.1.1. Inyección de Polímeros

El principio básico que sigue este método es que el agua puede hacerse más viscosa a partir de la adición de un polímero soluble en ella, lo cual conduce a una mejor relación de movilidad agua-petróleo y de esta manera se puede mejorar la eficiencia de barrido y por tanto un mayor porcentaje de recuperación.

En la siguiente figura 2-33 se presenta de manera esquemática el funcionamiento de este método de recuperación mejorada:

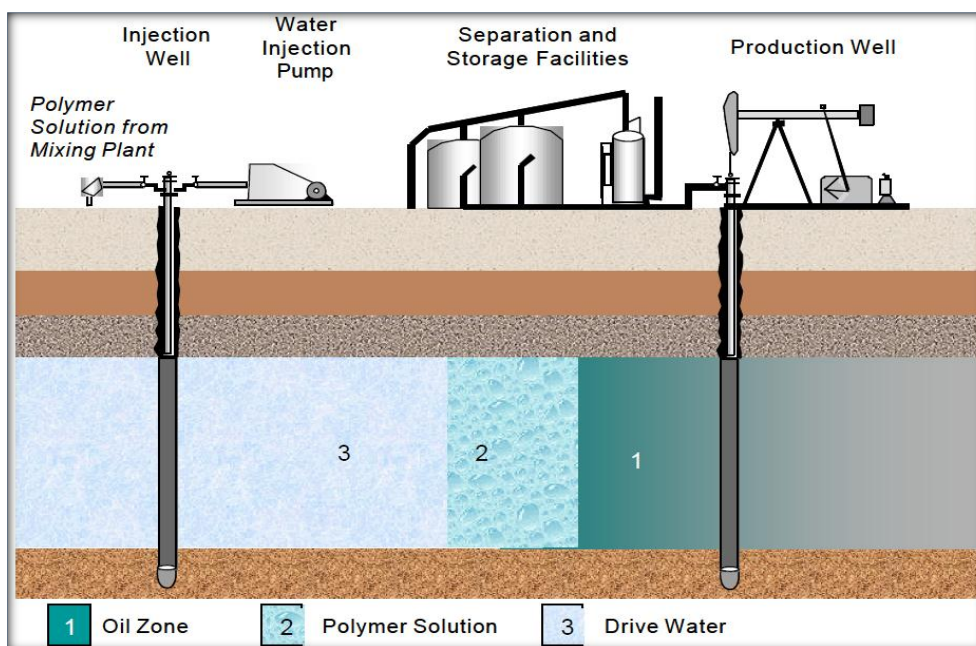


Figura 2-33: Esquema del proceso de inyección de polímeros.

(Fuente: PETE 609 – Module 1-Introduction to (EOR) Methods)

Entre los polímeros usados para este método se encuentran los polisacáridos (o biopolímeros) y las poliacrilamidas (PAA) y sus derivados.

A bajas salinidades, las PAA presentan una mayor relación de movilidad por medio del incremento de la viscosidad del agua y de la disminución de la permeabilidad al agua de la formación.

En definitiva, se deben escoger polímeros que a bajas concentraciones y a condiciones de yacimiento mantengan una alta viscosidad, no sean susceptibles de degradación (mecánica, química y biológica) y sean estables térmicamente. Se debe tomar en cuenta que la movilidad disminuye con el aumento de la salinidad del agua, producto de la alta concentración de iones divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2} . En lo que se refiere a la degradación, su principal efecto es una reducción de la viscosidad que trae como consecuencia directa una alteración de la movilidad y con esto la eficiencia de barrido del yacimiento. ^[12]

2.10.1.2. Inyección de Surfactantes

El objetivo principal de este método es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar volúmenes discontinuos de crudo atrapado, generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua.

Este método consiste en un proceso de inyección de múltiples baches o tapones, incluyendo la inyección de agentes químicos con actividad superficial (surfactantes) en el agua. Dichos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca de formación. El tapón de surfactante desplaza la mayoría del crudo del volumen contactado del yacimiento, formando un banco fluyente de agua/petróleo que se propaga delante del bache o tapón de surfactante. ^[13] En la figura 2-34 se puede observar con mayor claridad lo anteriormente dicho:

^[12] PDVSA-CIED, (1998).

^[13] ZERPA L. E., Universidad del Zulia, “Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección ASP”, (mayo de 2004).

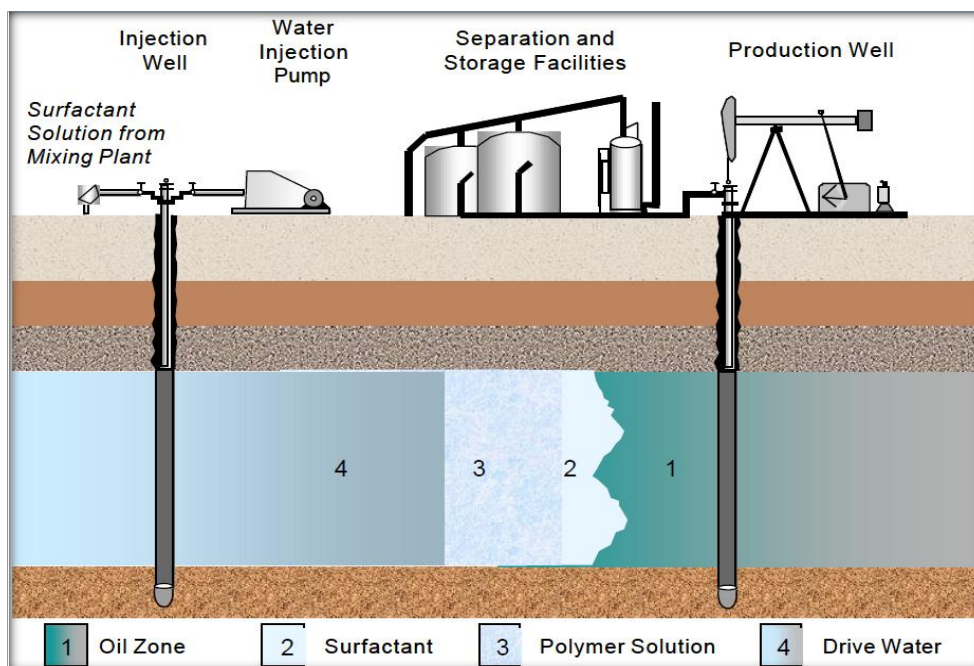


Figura 2-34: Esquema del proceso de inyección de surfactantes.

(Fuente: PETE 609 – Module 1-Introduction to (EOR) Methods)

Los surfactantes más empleados a nivel de campo son sulfanatos de petróleo o sintéticos, los cuales pueden ser empleados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades. Por lo general se emplean sulfatos oxialquilados y sulfanatos en combinación con sulfanatos de petróleo.

Aún cuando las aplicaciones de este método a nivel de campo han resultado exitosas, la mayoría no son rentables debido a los altos costos de los surfactantes inyectados. Por esta razón, se han sumado esfuerzos para hallar alternativas que permitan la disminución de los costos. Entre las alternativas encontradas figura la inyección de distintos aditivos químicos de manera combinada para disminuir los costos y así aumentar la rentabilidad de la recuperación.^[12]

2.10.1.3. Inyección de soluciones alcalinas

Este método consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en

^[12] PDVSA-CIED, (1998).

los crudos con lo cual se logra generar o activar surfactantes naturales que traen como consecuencia directa mejoras en la movilidad del crudo a través del yacimiento y hacia los pozos productores, bien sea por reducción de la tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontánea o por cambios en la mojabilidad. En la figura siguiente se muestra un esquema del proceso:

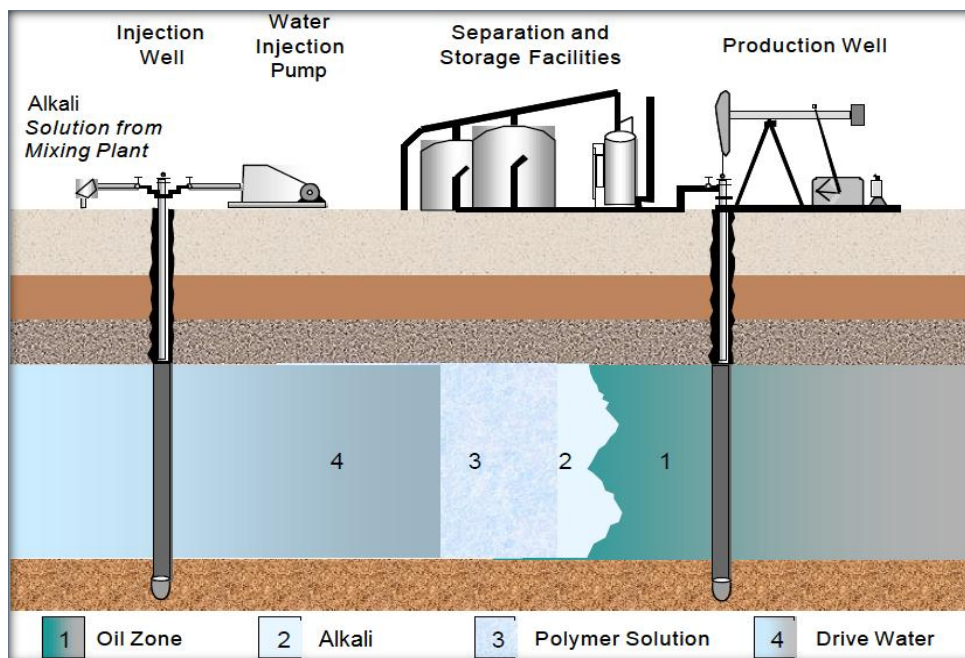


Figura 2-35: Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas.

(Fuente: PETE 609 – Module 1-Introduction to (EOR) Methods)

Aún cuando este método ha resultado ser eficiente para crudos con altos contenidos de ácidos orgánicos, uno de los mayores problemas de este proceso la reacción química de las soluciones alcalinas con los minerales de la formación, fenómeno que se conoce como formación de escamas y consumo de álcali, producido por la interacción del aditivo químico con los minerales de la formación.^[12]

2.10.2. PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE MEZCLAS DE ADITIVOS QUÍMICOS.

Una vez descritos los procesos de recuperación mejorada con aditivos químicos (inyección de polímeros, de surfactantes y de soluciones alcalinas) por separado, se procederá a describir

^[12] PDVSA-CIED, (1998).

manera resumida los métodos de recuperación que se basan en la combinación de dos o tres de los aditivos mencionados con anterioridad.

Entre dichos procesos se encuentran los siguientes:

1. Inyección de polímeros micelares o mezcla de polímero-surfactante.
2. Inyección de mezclas álcali-surfactantes (AS).
3. Inyección de sistemas álcali-surfactante-polímero (ASP).

2.10.2.1. Inyección de polímeros micelares o mezcla de polímero-surfactante.^[12]

Se basa en la inyección de una mezcla o tapones sucesivos de polímero-surfactante (SP) en el yacimiento, el cual consiste en inyectar una solución que contenga una muy baja concentración de surfactante y una cierta concentración de polímero como mezcla o como tapones sucesivos. El surfactante busca lograr una muy baja tensión interfacial entre el aceite atrapado y el fluido inyectado a la formación, mientras que el polímero busca incrementar la viscosidad de la solución para controlar de esta manera la movilidad del tapón y disminuir el efecto de la digitación viscosa. El objetivo de los surfactantes es liberar la mayor cantidad de aceite residual atrapado en los poros, mientras que los polímeros buscan mejorar la eficiencia de barrido y por ende la producción de petróleo. Se puede inyectar una solución polimérica para el control de la movilidad y así desplazar el tapón SP.

El proceso SP elimina los problemas de escala y los problemas de degradación de polímeros asociados con ASP.

2.10.2.2. Inyección de mezclas álcali-surfactantes (AS).

Este tipo de procesos se considera recomendable en yacimientos con crudos livianos de bajos números ácidos, ya que se pueden alcanzar reducciones importantes de la tensión interfacial empleando combinaciones de álcali-surfactantes, donde el tensoactivo logra

^[12] PDVSA-CIED, (1998).

compensar las potenciales diferencias de las interacciones crudo-álcali por medio de la activación de surfactantes naturales en el yacimiento.

En este caso, primero se inyecta un pre-flujo de álcali con el fin de pre-acondicionar el yacimiento y la subsiguiente inyección de surfactante sea más efectiva. ^[12]

2.10.2.3. Inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP).

Es conocido que para el caso de procesos de inyección de polímeros se reporta que sólo se mejora la eficiencia de barrido volumétrico, mientras que la inyección de polímeros micelares pueden producir incrementos significativos de recuperación, pero resulta antieconómico por el alto costo de los aditivos químicos. El proceso ASP combina los beneficios de los métodos de inyección de soluciones poliméricas y polímeros micelares, basado en la tecnología de inyección de soluciones alcalinas debido a que el costo de los álcalis es considerablemente menor que el de los surfactantes.

La esencia del método consiste en que el agente alcalino reacciona con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos para formar surfactantes naturales in situ, los cuales interactúan con los surfactantes inyectados para generar reducciones de las tensiones interfaciales a valores ultra-bajos ($\gamma < 10^{-3}$ dinas/cm) y que aumentan el número capilar significativamente. El empleo de álcali en este tipo de formulaciones contribuye a disminuir el contenido de iones divalentes en el sistema fluido-roca y minimiza la pérdida de surfactantes y polímeros por adsorción en la roca. Las soluciones alcalinas pueden inyectarse como un preflujo, previo a la inyección del tapón micelar o directamente agregada con el surfactante y el polímero (figura 2-36). ^[12] En la siguiente figura se muestra un esquema del proceso.

^[12] PDVSA-CIED, (1998).

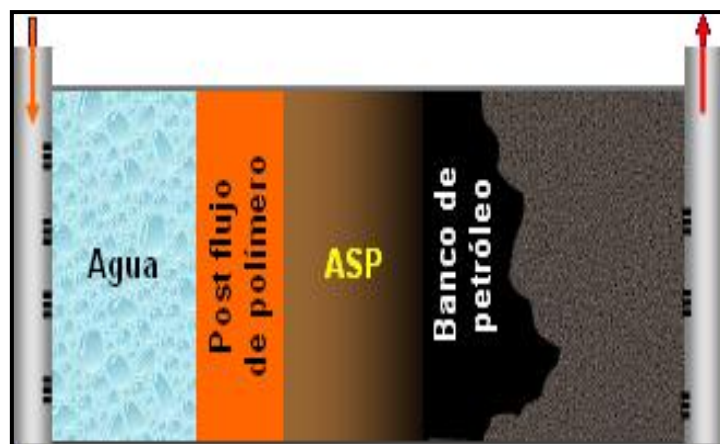


Figura 2-36: Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP.
(Fuente: PDVSA-CIED, 1998.)

2.10.3. MICROBIAL ENHANCE OIL RECOVERY (MEOR) ^[14]

La MEOR es el proceso de utilización de microorganismos y sus bio-productos para mejorar la recuperación de petróleo.

Los microorganismos utilizados en la MEOR son las bacterias, esto debido a su pequeño tamaño, su producción de compuestos metabólicos útiles tales como gases, ácidos, solventes, biosurfactantes, biopolímeros, así como también su biomasa, todos los cuales ayudan a impulsar el aceite fuera del pozo/reservorio. Debido a que estos procesos ayudan a movilizar el petróleo y facilitar el flujo del mismo a través del pozo/reservorio, una mayor cantidad de petróleo es recuperado.

Principalmente, la MEOR se clasifica como MEOR superficial y subterránea basado en el lugar donde trabajan los microorganismos. Para MEOR de superficie, biotensioactivo (Ramnolípido), biopolímeros (goma de xantano), y enzimas se producen en las instalaciones de superficie. Estos productos biológicos son inyectados en los reservorios como métodos químicos de EOR. Mientras que, por MEOR subterráneo, microorganismos, nutrientes y otros aditivos se inyectan en el reservorio y dejar que ellos crezcan, metabolicen, y fermenten bajo tierra.

^[14] The microbial EOR Ramkrishna Sen, Department of Biotechnology, Indian Institute of Technology (IIT), Kharagpur, West Bengal 721302, India.

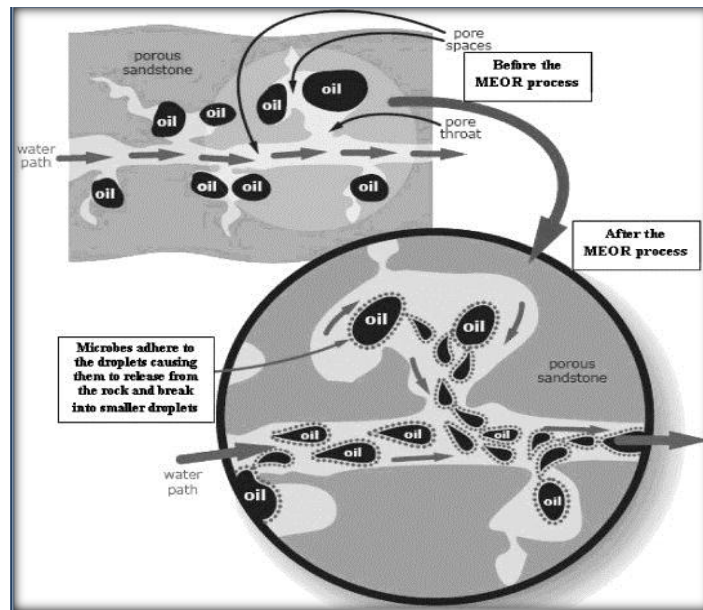


Figura 2-37: Desplazamiento de Petróleo por Acción de Bacterias. (Fuente: The microbial EOR Ramkrishna Sen, Department of Biotechnology, Indian Institute of Technology (IIT), Kharagpur, West Bengal 721302, India)

En base a la fuente de microorganismos, la MEOR subterránea se categoriza en MEOR in-situ y MEOR indígena. Mientras que de acuerdo a los procedimientos de los procesos, MEOR subterránea se clasifica como:

- Recuperación microbiana cíclica (Huff and Puff, Estimulación Individual de Pozos)
- Eliminación de Cera e Inhibición de Parafina (Limpieza del pozo)
- Recuperación Microbiana Inundaciones
- Recuperación Selectiva Plugging
- Acidificación/ fracturamiento

Es difícil extrapolar los resultados de un ensayo de campo microbiano a otros reservorios, ya que cada yacimiento tiene sus propiedades únicas y presentan diferentes poblaciones microbianas. Además la mayoría de los ensayos de campo no han sido seguidos durante suficiente cantidad de tiempo para determinar el efecto a largo plazo, otra de las razones podría ser que se necesitan extensas pruebas de laboratorio para determinar las bacterias a ser utilizadas, su supervivencia y la competitividad en el reservorio, las estrategias de régimen de alimentación y la evaluación de la eficacia del proceso.

CAPÍTULO III

3. PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES.

3.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS

Existen varios procesos que buscan incrementar la recuperación de petróleo disminuyendo la saturación residual de petróleo, es decir trabajan fundamentalmente en mejorar la eficiencia de desplazamiento. Otros, en cambio, tratan de alterar los factores que originan eficiencias volumétricas bajas; dentro de estos procesos se clasifica la inyección de soluciones poliméricas acuosas, las cuales buscan incrementar tanto la eficiencia de barrido areal como la vertical, mediante la reducción de la movilidad del agua.

El flujo de soluciones de polímeros a través de medios porosos es mucho más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido con la velocidad, existe una modificación en la permeabilidad efectiva de la roca al paso de la fase acuosa, producida por la adsorción de las moléculas del polímero en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de dichas macromoléculas.

Debido al alto costo de los polímeros, no es posible mantener una inyección continua de la solución polimérica, por lo que se recurre a inyectar un volumen finito de la solución (normalmente variando entre 0.1 a 0.3 VP), con un rango de concentración polimérica entre 200 a 1000 ppm, seguido por inyección de agua normal. Este bache de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación por donde fluye, tal como queda de manifiesto por el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas de polímero, así como por los mecanismos de adsorción, entrapamiento y reducción de permeabilidad que se describen más adelante, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de que ha circulado por el medio poroso un volumen apreciable del agua que sigue y desplaza al bache de polímeros.

3.1.1. DEFINICIÓN DE POLÍMEROS

Los polímeros son sustancias de alto peso molecular (10000 g/mg o mayor), formados por macromoléculas (generalmente orgánicos) que están constituidas por pequeñas moléculas (monómeros) unidas mediante enlaces covalentes, de forma repetitiva.

Estas pequeñas moléculas pueden estar enlazadas de forma lineal, ramificada, tipo injerto, en bloque y al azar.

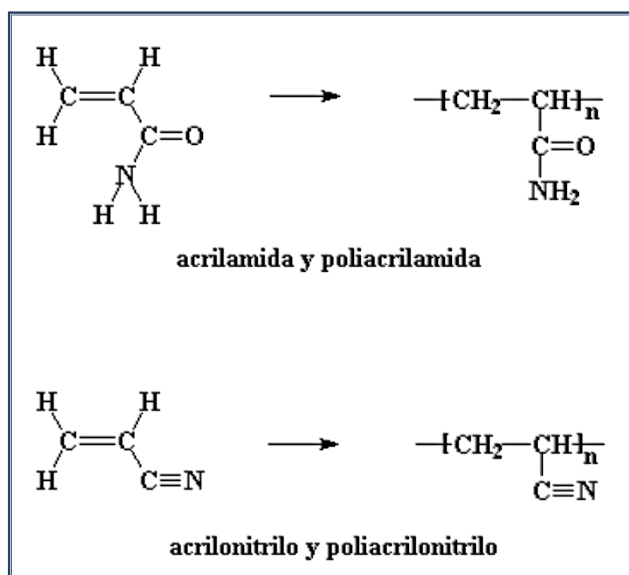


Figura 3-1: Polimerización, estructura de la acrilamida y poliacrilamida, y acrilonitrilo y poliacrilonitrilo.

Las reacciones por las cuales se unen los monómeros entre sí se llaman reacciones de polimerización (figura 3-1), definida como un proceso químico por el cual mediante calor, luz o un catalizador se unen varias moléculas de un compuesto generalmente de carácter no saturado llamado monómero para formar una cadena de múltiples eslabones (ver figura 3-2), moléculas de elevado peso molecular y de propiedades distintas llamadas polímeros.

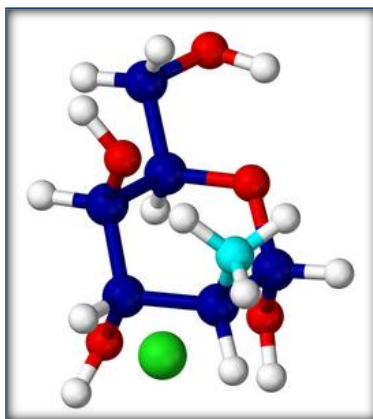


Figura 3-2: Molécula de Polímero.

(Fuente: dia-de-la-ciencia-sintesis-de-polimeros.html)

Cuando se unen entre sí más de un tipo de moléculas (monómeros), la macromolécula resultante se denomina copolímero. Un homopolímero es aquel que contiene una sola unidad estructural.

Estas combinaciones de monómeros se realizan para modificar las propiedades de los polímeros y lograr nuevas aplicaciones.

3.1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS

3.1.2.1. Polímeros naturales o biopolímeros

Los polímeros naturales incluyen al **Ácido Desoxirribonucleico** (ADN) y el **Ácido Ribonucleico** (ARN), vitales en genes y en los procesos de la vida. Entre otros polímeros naturales se encuentran incluidos los polisacáridos (azúcares) y los polipéptidos como la seda, la queratina y el cabello. El caucho natural es también un polímero natural, constituido sólo por carbono e hidrógeno.

Los diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto los polisacáridos como los derivados de la celulosa, han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo. Estos materiales son susceptibles a la biodegradación y, por ende, es preciso agregar productos químicos protectores a las soluciones para protegerlas contra el ataque de bacterias durante el almacenamiento y uso en el yacimiento.

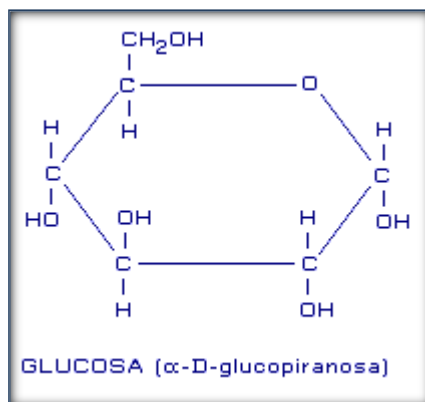


Figura 3-3: Biopolímero, Estructura de la Glucosa

3.1.2.2. Polímeros Semi-Sintéticos

Los polímeros semi-sintéticos son resultado de la modificación o manejo químico de un monómero natural, la carboximetilcelulosa (CMC), hidroxietilcelulosa (HEC) o el caucho vulcanizado, son ejemplos de estos polímeros.

3.1.2.3. Polímeros Sintéticos

Los polímeros sintéticos son los que se obtienen por síntesis ya sea en una industria o en un laboratorio, y están conformados a base de monómeros naturales. El vidrio, la porcelana, el nailon, el rayón, los adhesivos son ejemplos de estos polímeros.

Actualmente, sólo los polímeros orgánicos solubles en agua son los que se han estado usando para la aplicación en recuperación mejorada.

3.1.3. PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS POLÍMEROS UTILIZADOS EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Existen dos tipos de polímeros usados frecuentemente en la producción de petróleo:

- Poliacrilamidas
- Polisacáridos

3.1.3.1. Las poliacrilamidas

Estos son los polímeros cuya unidad monomérica es la molécula acrilamida (figura 3-4). Los poliacrilamidas experimentan hidrólisis parcial, lo que causa que los grupos carboxil aniónicos (cargados negativamente), COO^- , sean esparcidos a lo largo de la cadena del polímero. Por esta razón el polímero es llamado poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).

Los grados típicos de hidrólisis de monómeros acrilamida se encuentran entre 30% y 35%; por lo tanto la molécula HPAM posee carga negativa, lo que cuenta para muchas de sus propiedades físicas. Estos grados de hidrólisis han sido seleccionados para optimizar ciertas propiedades tales como solubilidad en agua, viscosidad, y retención. Si el grado de hidrólisis es muy pequeño, el polímero no será soluble en agua, si es muy grande, las propiedades del polímero serán muy sensibles a la salinidad y la dureza del agua.

La característica de aumento de viscosidad de los HPAM se debe a su gran peso molecular. El aumento de la viscosidad es acentuado por la repulsión (aniónica) entre grupos vecinos de un mismo polímero cargados igualmente. La repulsión causa que la molécula en solución se alargue y enganche con otras similarmente alargadas, un efecto que acentúa la reducción de movilidad a altas concentraciones.^[13]

Si la salinidad y la dureza de la salmuera son altas, la repulsión entre los grupos vecinos se reduce significativamente debido a protección iónica, por lo que el polímero se dobla sobre sí mismo. Este enrollamiento causa una disminución en la efectividad del polímero debido a que los enganches entre moléculas de polímero son reducidos. Virtualmente todas las propiedades de los HPAM muestran sensibilidad a la salinidad y a la dureza, lo que representa un obstáculo para su utilización en muchos yacimientos. Por otra parte, HPAM son relativamente más baratos que otros polímeros y relativamente resistente al ataque bacterial.^[13]

^[13] ZERPA L. E., Universidad del Zulia, “Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección ASP”, (mayo de 2004).

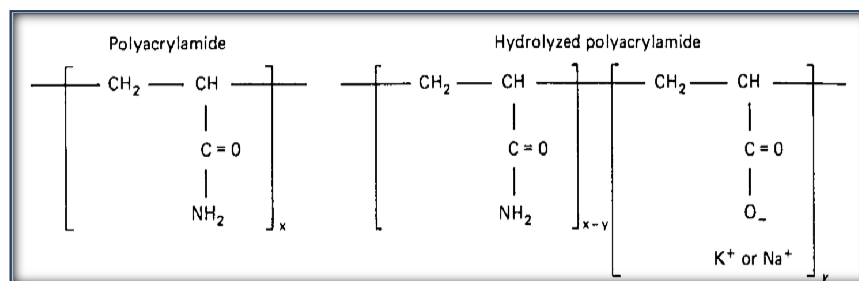


Figura 3-4: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

(Fuente: MARTIN, FD., SPE 53339); 1975)

3.1.3.2. Los Polisacáridos

Estos polímeros son formados a partir de un proceso de fermentación bacterial (polimerización) de moléculas sacáridas (figura 3-5). El polímero es susceptible al ataque bacterial después de ser introducido en el yacimiento lo cual se ve compensado por la insensibilidad de las propiedades de los polisacáridos ante la salinidad y dureza de la salmuera.

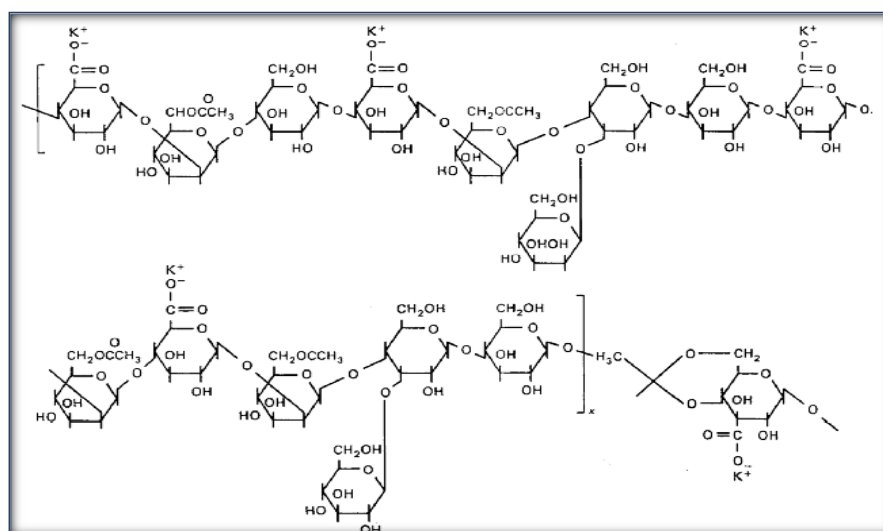


Figura 3-5: Polisacárido (biopolímero).

(Fuente: RIVERA, J. "Proceso de EOR, INTVEP.1988)

La insensibilidad a la salinidad y dureza de las moléculas polisacáridas se debe a que éstas son relativamente no-iónicas lo que las hace libre de los efectos de protección iónica manifestados en los HPAM. Los polisacáridos poseen más ramificaciones que los HPAM, por lo que al engancharse unos con otros forman estructuras más rígidas dentro de la

solución, aumentando la viscosidad. Los pesos moleculares de los polisacáridos están generalmente alrededor de los 2 millones kg/kgmol.

Los HPAM son usualmente menos costosos por unidad de cantidad que los polisacáridos, pero cuando se compara unidad de cantidad por reducción de movilidad, particularmente a altas salinidades, los costos son muy parecidos. En cuanto a los efectos de la temperatura ambas clases de polímeros tienden a degradarse a altas temperaturas.

CUADRO COMPARATIVOS DE DIFERENTES CLASES DE POLÍMEROS USADOS EN EOR				
Polímero	Temperatura Límite °F	Resistencia a Sales Disueltas Totales	Resistencia al Esfuerzo de Corte	Costo
Poliacrilamida	167	pobre	pobre	bajo
AMPS copolímeros	194	razonable	pobre	moderado
Goma Xantano	122	razonable	razonable	alto
Escleroglucano	212	razonable	razonable	alto
Surfactantes Viscoelásticos	302	excelente	excelente	bajo

Tabla 3-1: Cuadro Comparativos de Diferentes clases de Polímeros usados en EOR.

Fuente: Oil Chem Technologies, Smart-Surfactant Presentation.

3.1.3.3. Nuevos Polímeros para la aplicación en recuperación mejorada de petróleo

A través del tiempo los investigadores han dedicado grandes esfuerzos para desarrollar polímeros con mejores propiedades y características a fin de hacerlos cada vez más resistentes a los ambientes severos a los que son sometidos en los yacimientos. Entre ellos están el co-polímero de N-vinil-2- pirrolidon (NVP) mostrado en la figura 3-6.A, el co-polímero de acrilamida-co-2- metil propano sulfonato de sodio (AM/NaAMPS), mostrado en la figura 3-6.B, copolímero de acrilamida-co-2-sulfoetil metacrilato de sodio (AM/NaSEM) y los polímeros polianfolitos, entre otros.^[15]

^[15] SLIDE, H.C. Penn Well Book, “Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods”, (1983).

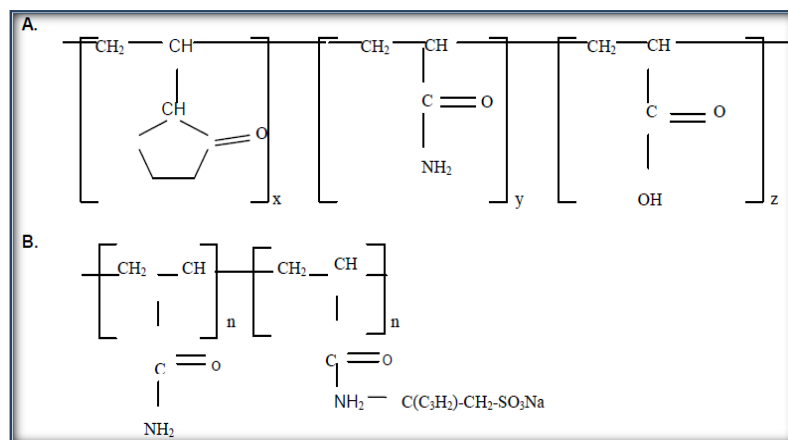


Figura 3-6: Estructura molecular de nuevos polímeros para la aplicación de recuperación mejorada.
(Fuente: RIVERA, J. “Proceso de EOR, INTVEP.1988)

3.2. PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS AL FLUIR A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO Y SU COMPORTAMIENTO

Las soluciones de polímeros son, mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y de pequeñas moléculas de disolvente.

Un polímero es soluble en agua cuando posee un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales. Estos grupos comprenden principalmente aminas, amidas, grupo carboxilos y grupos sulfónicos.

Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular solvatada. La estructura depende de la naturaleza de la unidad repetitiva y, en el caso de copolímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena.

El conocimiento de la estructura de los polímeros es importante para el entendimiento, ya que dependiendo de esta pueden ser solubles en agua, dispersables en agua y solubles o dispersables en disolventes orgánicos.

El comportamiento de los polímeros en solución depende en particular del tipo de grupo de funcionales que forman el polímero, de la manera y la proporción en que dichos grupos funcionales están distribuidos y del peso molecular.

Las soluciones de polímeros son, en general, viscosas. La adición de polímeros a un solvente aumenta considerablemente la viscosidad, aún en soluciones muy diluidas. La principal propiedad de las soluciones poliméricas es la de modificación de la reología (viscosidad) de un líquido debido a su alto peso molecular. Además de los enredos entre cadenas y las interacciones polímero-disolvente.

La viscosidad depende de la estructura química del polímero, de las interacciones con el disolvente y del peso molecular. Normalmente, una molécula de alto peso molecular en un buen disolvente adquiere un gran volumen hidrodinámico y la viscosidad de la solución aumenta, siendo el volumen hidrodinámico definido como el volumen que ocupa un ovillo (forma que adopta una molécula polimérica cuando se encuentra en solución) de polímero cuando está en solución. El mismo puede variar dependiendo de cómo el polímero interactúa con el solvente y el peso molecular del polímero.

3.2.1. MECANISMO DE REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD

El proceso de inyección de agua, como se puede observar en la figura 3.7, presenta una razón de movilidad mayor a uno (desfavorable), debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo. Esto no es deseable porque el agua fluirá sobre pasando el petróleo y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como **Canalización Viscosa (Adedamiento)**.

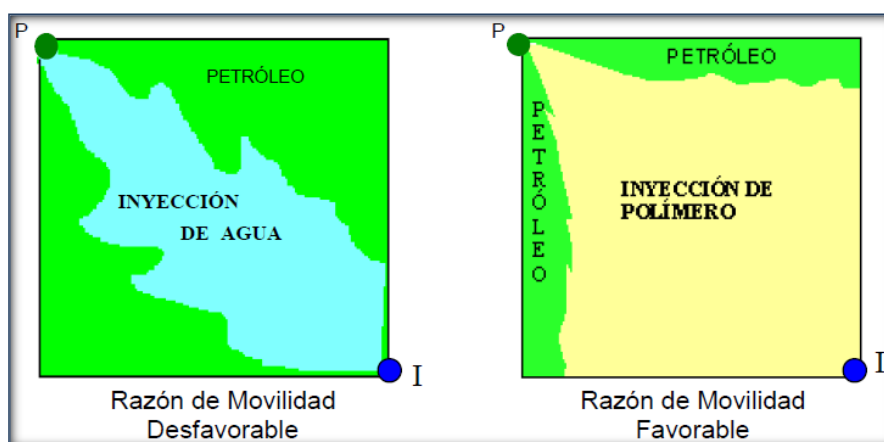


Figura 3-7: Diagrama esquemático de la mejora en el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema. (Fuente: RIVERA, J. "Proceso de EOR, INTVEP.1988)

Para que ocurra un desplazamiento óptimo debe darse una razón de movilidad menor que uno, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable, por esta razón se considera al proceso de inyección de polímero como una alternativa para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero, por tener una viscosidad superior a la del agua, tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

3.2.2. RETENCIÓN DE LAS MOLÉCULAS DE POLÍMEROS

Se ha demostrado por medio de un gran número de determinaciones experimentales que, al fluir soluciones poliméricas a través de medios porosos consolidados y no consolidados, se presenta una reducción apreciable entre las concentraciones a la entrada y salida del medio poroso. Esta reducción en la concentración de polímero es un reflejo de la retención de las moléculas del polímero dentro del medio poroso.

La retención es causada principalmente por la adsorción sobre la superficie del material poroso y el entrapamiento mecánico en poros que son relativamente pequeños en comparación con la molécula de polímero en solución.

3.2.2.1. Adsorción

El termino **Adsorción** indica que solo ocurre a nivel de la superficie de la roca. Esto se da por la interacción electrostática entre el polímero y la superficie de la roca. Estas atracciones o repulsiones dependen de las propiedades de la roca y el polímero.

La adsorción del polímero en la roca conlleva a una reducción de las dimensiones de las gargantas de poros, produciendo así una disminución de la permeabilidad efectiva del medio poroso.

Los valores de adsorción del polímero pueden ser calculados experimentalmente a través de pruebas de desplazamientos de fluidos en un núcleo (figura 3-8), usando núcleos de roca de yacimiento y la solución polimérica a inyectar.

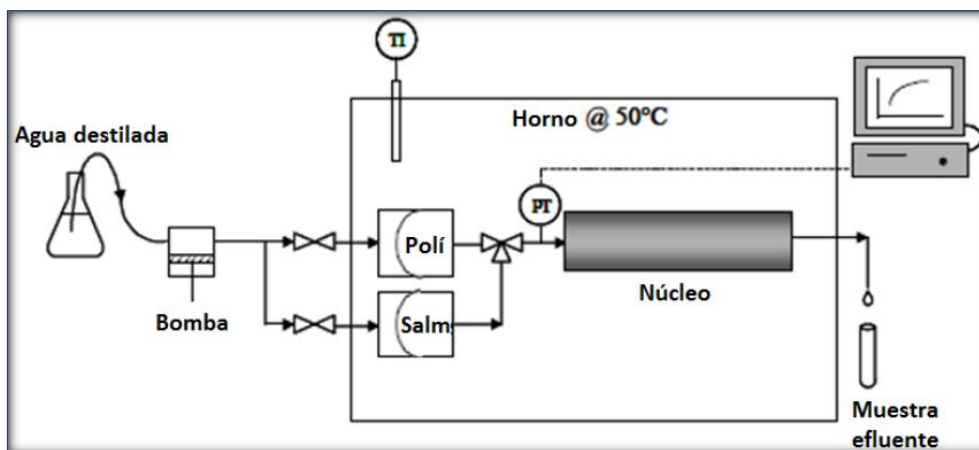


Figura 3-8: Equipo experimental usado en las pruebas de desplazamiento.

(Fuente: Surfactant and Surfactant-Polymer Flooding for EOR, Abhijit Samanta et al)

3.2.2.2. Entrampamiento

Este mecanismo se presenta en canales de flujo en el medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de forma tal que esta puede entrar al poro, pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces ésta no podrá salir, quedando atrapada en el canal. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula y a que todavía existe dentro del canal cierto espacio libre para el flujo, existirá una restricción al flujo del agua, pero el petróleo todavía podrá fluir en dicho canal. Es conveniente diferenciar este mecanismo del correspondiente al taponamiento del medio poroso, ya que este último es un bloqueo irreversible de los canales de flujo, impidiendo todo tipo de movimiento de fluidos.

En la figura 3-9 se ilustran los lugares de retención de las moléculas de polímeros entrampadas debido a las fuerzas mecánicas y a la adsorción sobre la superficie de la roca. Los sitios donde los polímeros son atrapados son aquellos en los cuales los poros son suficientemente pequeños para que una molécula de polímero los penetre; en consecuencia la velocidad de flujo decrece, posiblemente debido a un cambio en la dirección de flujo causado por tortuosidad del trayecto o una reducción de la permeabilidad.

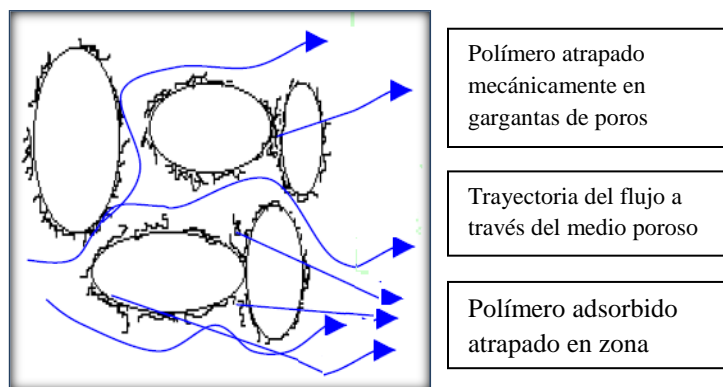


Figura 3-9: Diagrama esquemático de mecanismos de retención de polímeros en el medio poroso. (Fuente: ZHENG, C. G. Effects of Polymer Adsorption and Flow Behavior on Two-Phase Flowing Porus Media, SPE junio 2000)

El fenómeno de retención, en procesos EOR, es instantáneo y generalmente irreversible. Sin embargo no es del todo cierto, ya que pequeñas cantidades de polímero pueden ser removidas del medio poroso. Los valores de retención medidos en campo se encuentran entre 20 a 400 lbm de polímero/ acre-ft de volumen bruto, siendo el nivel de retención deseable menor que 50 lbm/Acre-ft. La retención causa pérdida de polímero de la solución, lo cual puede causar que la eficiencia en el control de la movilidad sea destruida. La retención también puede causar retraso en la tasa de propagación del polímero.

3.2.3. VOLUMEN DE POROS INACCESIBLES

Cuando el tamaño de moléculas de polímero es más grande que algunos poros en un medio poroso, las moléculas de polímero no pueden fluir a través de los poros. El volumen de los poros que no se puede acceder por moléculas de polímero se denomina **Volumen de Poros Inaccesible (IPV)**.^[13] El volumen de poros inaccesible es una función del peso molecular del polímero, permeabilidad media, la porosidad, la salinidad y la distribución del tamaño de poro. En casos extremos, el IPV puede ser 30% del volumen total de poros.^[16]

^[13] ZERPA L. E., Universidad del Zulia, “Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección ASP”, (mayo de 2004).

^[16] SHENG, J. J., Elsevier, Inc, “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)”, (2011).

3.2.4. REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y EL FACTOR DE RESISTENCIA

La adsorción/ retención de polímero provoca la reducción de la permeabilidad aparente. Por lo tanto, la permeabilidad de la roca se reduce cuando una solución de polímero fluye a través de ella, en comparación con la permeabilidad cuando el agua está fluyendo. Esta reducción de la permeabilidad se define por el **Factor de Reducción de la Permeabilidad** (R_k) (EQ.56).

$$R_k = \frac{\text{Permeabilidad de la roca cuando fluye agua}}{\text{Permeabilidad de la roca cuando fluye una solución de polímeros}} = \frac{k_w}{k_p} \quad EQ. 56$$

El **Factor de Resistencia** (R_f) es definido como la relación de la movilidad del agua a la movilidad de una solución polimérica fluyendo bajo las mismas condiciones (EQ.57).

$$R_f = \frac{\left(\frac{K_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{K_p}{\mu_p}\right)} \quad EQ. 57$$

El **Factor de Resistencia Residual** (RRF) es la relación de la movilidad del agua antes de la inyección de solución de polímero a la movilidad del agua después de la inyección de polímeros (EQ. 58).

$$R_{rf} = \frac{\left(\frac{K_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{K_w}{\mu_w}\right)_a} \quad EQ. 58$$

El Factor de Resistencia Residual es una medida de la tendencia del polímero a adsorberse y por lo tanto bloquear parcialmente el medio poroso. La reducción de la permeabilidad depende del tipo de polímero, la cantidad de polímero retenido, la distribución de tamaño de poro, y el tamaño medio del polímero en relación a los poros en la roca. ^[17]

3.2.5. PERMEABILIDADES RELATIVAS EN INUNDACIONES DE POLÍMERO

Algunos investigadores han demostrado en sus experimentos que la inundación de polímero no reduce la saturación de petróleo residual en una escala micro. La función del polímero es

^[17] SALAGER, Cuaderno Firp S747-A- Versión # 2, “Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades deseadas. Estado del Arte Parte A”, (1999).

aumentar la viscosidad del fluido de desplazamiento y por lo tanto aumentarla eficiencia de barrido. Además, las viscosidades del fluido no afectan a las curvas de permeabilidad relativa.^[13]

3.2.6. REOLOGÍA DE LOS POLÍMEROS

El comportamiento reológico de fluidos se pueden clasificar como newtonianos y no newtonianos. El agua es un fluido newtoniano, su caudal varía linealmente con el gradiente de presión, por lo que la viscosidad es independiente de la velocidad de flujo. Los polímeros son fluidos no newtonianos. El comportamiento reológico puede expresarse en los términos de "**Viscosidad Aparente**" que se puede definir como:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad EQ.59$$

donde

τ : esfuerzo cortante

γ : velocidad de cizallamiento

La **Viscosidad Aparente** de las soluciones de polímero utilizadas en los procesos de recuperación mejorada de petróleo disminuye a medida que aumenta la velocidad de cizalla. Los fluidos con esta característica reológica se dice que son de adelgazamiento de cizalla. Materiales que presentan efecto de adelgazamiento de cizalla se llaman **Pseudoplástico**. Los polisacáridos tales como xantano no son sensibles al cizallamiento e incluso a altas cortes de cizallamiento y alta incluso se emplea para soluciones de xantano para obtener una mezcla adecuada, mientras que las poliacrilamidas son más sensibles a la cizalladura. El cambio más significativo en la movilidad de polímero se produce cerca de los pozos de donde viscosidades de fluidos son grandes.^[17]

^[13] ZERPA L. E., Universidad del Zulia, "Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección ASP", (mayo de 2004).

^[17] SALAGER, Cuaderno Firp S747-A- Versión # 2, "Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades deseadas. Estado del Arte Parte A", (1999).

3.3. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO

Las soluciones poliméricas deben permanecer estables a condiciones de yacimiento por cierto tiempo para que puedan ser efectivas.

Son muchos los factores que pueden afectar las propiedades de las soluciones poliméricas y algunas de ellas, en casos extremos, pueden llegar a degradarlas. Entre las más importantes se encuentra:

3.3.1. TASA DE CORTE

Las soluciones poliméricas utilizadas en la recuperación mejorada de crudo están expuestas a deformaciones severas debido a la tasa de corte a la que se ven sometidas durante su preparación (agitación), transporte (tuberías, bombas, válvulas), inyección (a través de perforaciones de la tuberías del pozo) y flujo a través del medio poroso. Cuando estas deformaciones son lo suficientemente grandes como para romper las cadenas de polímeros sucede la degradación mecánica de las mismas. Estos rompimientos causan una disminución de la viscosidad, la cual resulta incontrolable y se debe evitar. Maerker^[18] basado en datos de laboratorio y por medio de un simulador, concluyó que una solución polimérica hipotética degradada mecánicamente recuperaría un 24,6% menos de crudo residual. Maerker^[18] realizó un estudio acerca de la degradación mecánica de soluciones poliméricas de bajas concentraciones (300 y 600 ppm) bajo varias condiciones. Los resultados indicaban que la degradación mecánica se hace severa a altas tasas de flujo. Además, la degradación mecánica de soluciones de poliacrilamida es más severa en formaciones de baja permeabilidad y de alta salinidad.

Los fluidos han sido clasificados en dos categorías generales: Newtonianos y no Newtonianos. Los fluidos newtonianos son aquellos en los que el esfuerzo de corte (τ) es directamente proporcional a la tasa de corte o gradiente de velocidad ($\dot{\gamma}$). Para fluidos no-newtonianos la relación esfuerzo de corte a tasa de corte no es constante, pues varía con la tasa de corte. Los

^[18] MAERKER, J.M., Society of Petroleum Engineers Journal, Volume 15-number 4 (pag. 311-322), "Shear Degradation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions", (agosto 1975).

fluidos no-newtonianos a su vez han sido subdivididos en **Plásticos de Bingham, Pseudoplásticos, Dilatantes y Tixotrópicos**, así como se observa en la figura 3-10.

Puede que la viscosidad aparente disminuya monótonamente con una tasa de corte creciente en una gama finita de condiciones experimentales. A esto se le da el nombre de **Adelgazamiento por Corte**. Por el contrario, la viscosidad aparente puede aumentar con una tasa de corte creciente, mostrando así un comportamiento de espesamiento.^[19]

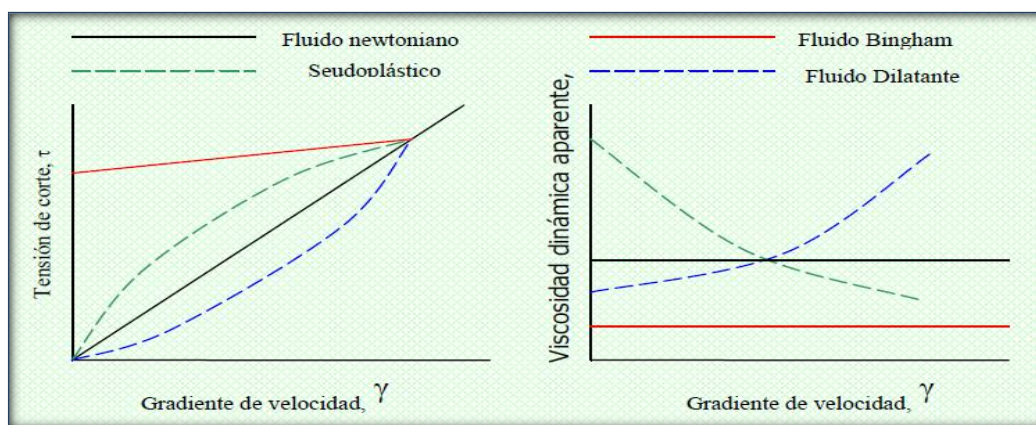


Figura 3-10: Comportamiento reológico típico de los fluidos.
(Fuente: SAVINS, J. G., “Fluid Rheological Measurements. F. D”. 1966).

En general se ha encontrado un comportamiento pseudoplástico para las soluciones poliméricas de poliacrilamidas y goma xantano a concentraciones bajas y a bajas velocidades de deformación o bajas tasas de corte (1-10 seg-1).^[20] Sin embargo, a altas velocidades de deformación, algunos investigadores han indicado un comportamiento dilatante de las soluciones poliméricas a través del medio poroso.

Un incremento en la concentración de polímero aumentará la viscosidad aparente de la solución. Sin embargo, el incremento de la viscosidad aparente puede no ser proporcional al incremento en la concentración a baja velocidad de corte. Esto se traduce en incrementos de la velocidad de corte y en un pronunciamiento del comportamiento pseudoplástico. Contrariamente, a concentraciones muy bajas de polímeros (<50 ppm), la oportunidad de interactuar de los polímeros disminuye drásticamente. No sólo disminuye la viscosidad aparente, sino que la solución se acerca al comportamiento de flujo Newtoniano.

^[19] SAVINS, J. G., Encyclopedia of Industrial Chemical Analysis, “Fluid Rheological Measurements”, (1966).

^[20] LITTMANN, W. “Polymer Flooding Elsevier”, (1988).

3.3.2. EFECTO SALINO

La salinidad del agua afecta en gran medida las características de la movilidad, adsorción y reducción de permeabilidad de las soluciones poliméricas cuando se utilizan poliacrilamidas, mientras que los biopolímeros son más resistentes a condiciones severas.

3.3.2.1. Efecto sobre la viscosidad

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas poseen grupos carboxil que se disocian en solución acuosa y las cargas negativas de los grupos COO^- disociados interactúan en solución de agua pura y destilada, de forma tal que la repulsión de las cargas que tienen la misma polaridad mantiene a la molécula de una forma más o menos tensa. Esto produce una molécula enrollada con el mayor volumen posible en solución, junto con el solvente que se encuentra confinado dentro de la molécula, lo que se traduce en una solución de alta viscosidad. Lo cual conlleva a que se necesiten menores cantidades de poliacrilamida parcialmente hidrolizada que de poliacrilamida para obtener soluciones de alta viscosidad.

Al añadirse sal a la solución polimérica se altera la forma de las moléculas de alargados (a) a más esféricos (b), como se observa en la figura 3-11. Por lo que se pierde más del 90% de la viscosidad de la poliacrilamida lo cual afecta significativamente a la razón de movilidad. Debido a esta sensibilidad, exige que se proteja la solución polimérica de las sales si éstas están presentes en el yacimiento.



Figura 3-11: Esquema del efecto de una solución altamente ionizada en la estructura de la poliacrilamida hidrolizada (HPAM). (Fuente: LITTMANN, W. “Polymer Flooding Elsevier”, 1988)

Los cationes divalentes, como el calcio, tienen un efecto más pronunciado que los monovalentes, como el sodio, sobre la reducción de la viscosidad. Al estar presentes grandes cantidades de cationes divalentes, las moléculas se pueden entrecruzar a través de este mecanismo, de tal modo que se puede formar un gel si la concentración de polímero es suficiente o se forman agregados moleculares que precipitan si esta no lo es. ^[20] Maerker demostró que la degradación mecánica de soluciones de poliacrilamidas es más severa en agua de alta salinidad y que la presencia de iones Ca^{++} afecta en mayor grado que la de iones Na^+ . Así pues, para la preparación de soluciones poliméricas es necesario utilizar agua libre de iones. ^[18]

3.3.2.2. Efecto sobre la adsorción del polímero

La cantidad de polímero adsorbido depende de la naturaleza de éste y de la superficie de la roca. Se ha observado, entre otras cosas, que la presencia de sales también afecta directamente la extensión de la adsorción ^[21] ver figura 3-12.

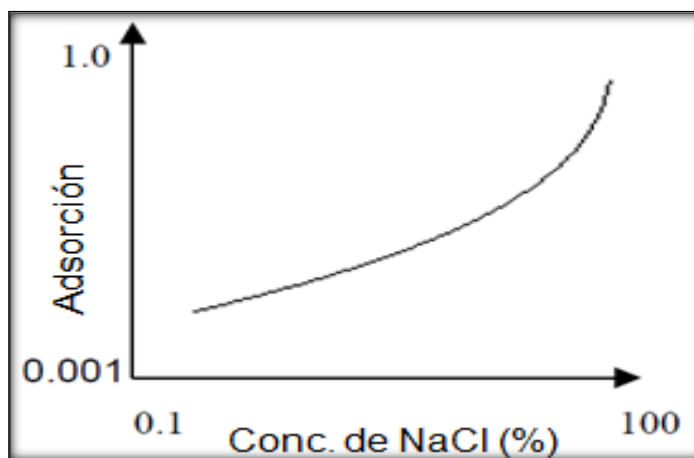


Figura 3-12: Efecto de la concentración de NaCl sobre la adsorción de poliacrilamida parcialmente hidrolizada en Sílica. (Fuente: CRAIF, F. “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, 1971).

Existe una cierta cantidad de rocas que poseen una superficie cargada negativamente. También es conocido que los cationes mono o divalentes pueden cambiar esto totalmente,

^[18] MAERKER, J.M., Society of Petroleum Engineers Journal, Volume 15-number 4 (pag. 311-322), “Shear Degradation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions”, (agosto 1975).

^[20] LITTMANN, W. “Polymer Flooding Elsevier”, (1988).

^[21] CRAIF, F. Monograph Series-Society of Petroleum Engineers of AIME, “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, (agosto 1971).

por lo que una solución polimérica aniónica puede adsorberse sobre la superficie de la roca a través de un puente formado por superficie de la roca catión-polímero aniónico.

Bajas concentraciones de Ca^{++} promueven con mayor efectividad la adsorción sobre una superficie de sílice comparado con bajas concentraciones de Na^+ . El efecto de la composición del sólido sobre la adsorción es tan importante como el efecto de la concentración de sal; así la adsorción sobre una superficie de carbonato de calcio es mayor que la adsorción sobre una superficie de sílice, pues existe una interacción química entre los iones calcio y los grupos carboxilos en la cadena polimérica. La adsorción de Ca^{++} sobre sílice provee puentes de calcio por los que el polímero puede adsorberse a la superficie.

En términos generales, el grado de adsorción de moléculas sobre una superficie depende de dos factores básicos: la naturaleza química, tanto de las moléculas como de la superficie de la roca, y la proximidad de las moléculas a la superficie. Si el concepto es aplicado en condiciones de flujo, el grado de adsorción dependerá de la naturaleza química del polímero, de la matriz porosa y además del tamaño de la molécula del polímero. Cuanto más grande es la concentración, mayor es el grado de adsorción.

3.3.2.3. Efecto sobre la Reducción de la permeabilidad

La reducción de la permeabilidad no se ve tan influenciada por la concentración salina como la viscosidad.

3.4. CRITERIO DE DISEÑO PARA LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO

Dado que la inyección de polímeros no es siempre adecuada para todos los yacimientos, se deben tener presentes ciertos criterios de selección, que darán la indicación de si este proceso es posible del todo.

3.4.1. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La mineralogía es importante con respecto a la compatibilidad de las soluciones poliméricas; por ejemplo, en formaciones arcillosas la mezcla de polímeros con agua deben ser evaluadas debido a los fenómenos de absorción de agua de algunas arcillas y en formaciones carbonatadas la disolución de los carbonatos con las altas temperaturas pueden cambiar las propiedades de la solución polimérica.

La profundidad del yacimiento es un factor crítico solo cuando este tiene que ver con la temperatura del yacimiento, la presión de inyección y la presión de fractura.

Temperaturas menores a 200°F aseguran una solución polimérica estable, sin embargo estos valores pueden variar dependiendo del tipo de polímero y producto; los aspectos que se ven modificados por la temperatura tienen que ver con la tendencia a flocular, la aceleración de reacciones de descomposición y la adsorción de la roca.

La presión del yacimiento no es crítica si esta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura y no es tan alta que requiera equipos de bombeo costosos.

La porosidad del yacimiento debe ser de media a alta (más alta que 18%) para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

La permeabilidad absoluta es considerada buena entre 50 y 250 md. Valores de permeabilidad moderada (entre 15 y 50md) causan presiones de inyección más altas. Valores de permeabilidad considerados muy buenos (entre 250 y 1000md) y excelentes (mayores que 1000md) aseguran mayores recobros con una inyección de agua convencional y hacen que la inyección de polímeros sea costosa y difícil de justificar. El concepto de variación de la permeabilidad conectada con la heterogeneidad del yacimiento es mejor que la permeabilidad solamente para determinar áreas de aplicabilidad de inyección de polímeros. Los yacimientos heterogéneos son buenos candidatos para este proceso por dos razones:

1. Las soluciones poliméricas reducen la permeabilidad de la roca.
2. La solución tiene una tendencia de desviar hacia áreas del yacimiento que no han sido barridas y áreas donde la inyección de agua resulta en un barrido insatisfactorio.

3.4.2. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

La viscosidad del crudo que directamente controla la proporción de movilidad del agua y del petróleo no debe ser mayor que 150 a 200 cp. Viscosidades menores que 100cp son preferibles, sin embargo, viscosidades muy bajas solo permiten pequeñas mejoras (en relación a la inyección de agua). En crudos con altas viscosidades las variaciones de la movilidad del polímero pueden ser considerables. Los métodos térmicos de recuperación son competitivos cuando las viscosidades del crudo son altas.

La proporción de agua-petróleo al principio del proyecto deberían ser bajas, inclusive cero. Esto significará una mayor saturación de crudo movable. La aplicación de inyección de fluidos desde el comienzo de una recuperación secundaria en vez de inyección de agua permitirá mejores cambios.

Los yacimientos con mecanismos de empuje de agua con salinidad preferiblemente baja, que tuvieron inicialmente muy poco o nula producción de agua, son buenos candidatos para la inyección de polímeros.

La presencia de gas libre en el área donde se va a inyectar polímeros influye negativamente en la eficiencia del proceso, ya que la fase desplazante puede empujar el petróleo hacia la capa de gas y reducir así su recuperación, por esto se deben evitar yacimientos con extensa capa de gas.

3.5. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS SURFACTANTES

3.5.1. DEFINICIÓN DE SURFACTANTES

La palabra surfactante proviene del inglés surfactant (surface active agent), agente de superficie o tensoactivo. Los surfactantes son sustancias cuyas moléculas poseen un grupo polar hidrofílico, soluble en agua, y un grupo apolar hidrófobo o lipofílico, soluble en aceite. Tal estructura molecular ubica a los surfactantes en la clase de las sustancias anfífilas, el vocablo anfífilo tiene su significado de las palabras griegas anfi = ambos lados, y filo = amigo, por lo tanto es una sustancia química cuya molécula posee una afinidad por sustancias polares y sustancias apolares a la vez, ubicándose preferencialmente en una superficie o una interfase.

Las figura 3-13 a) y b) muestran la estructura molecular de dos surfactantes comunes; la figura 3-13 c) ilustra la notación abreviada para moléculas de surfactante: la molécula es representada por un símbolo parecido a un renacuajo, siendo la porción apolar la cola y la porción polar la cabeza.

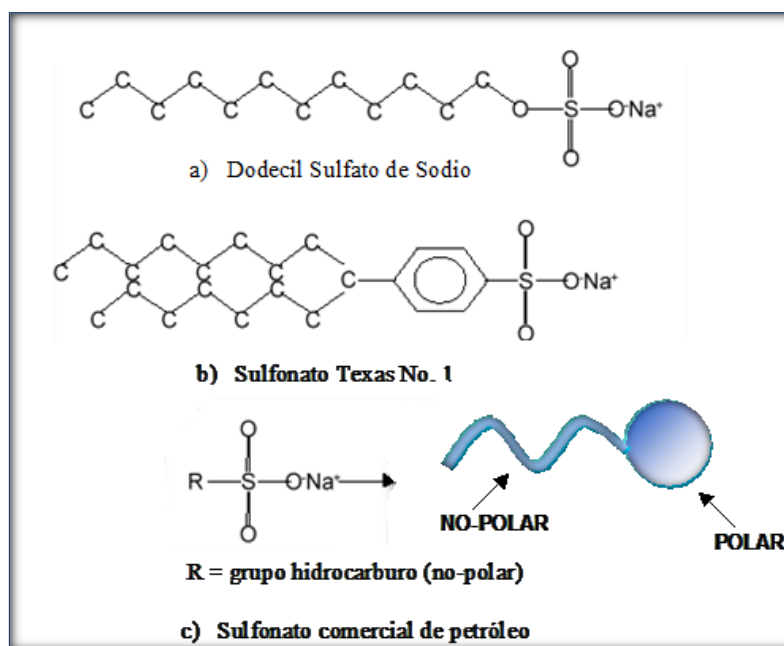


Figura 3-13: Estructura molecular de surfactantes. (Fuente: Modificado de Lake, 1989)

3.5.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

Generalmente, se clasifica a los surfactantes, de acuerdo al tipo de disociación del grupo hidrofílico en fase acuosa, en:

3.5.2.1. Surfactantes no Iónicos

La molécula de surfactante no posee **Contraion**, es decir, no posee enlaces iónicos, pero cuando son disueltos en soluciones acuosas, exhiben propiedades de surfactante principalmente por contrastes electronegativos a lo largo de sus constituyentes. Los surfactantes no-iónicos son mucho más tolerantes a alta salinidad que los aniónicos, pero son más pobres en cuanto a su acción interfacial. Se utilizan principalmente como co-surfactantes.

3.5.2.2. Surfactantes Catiónicos y Aniónicos

a. Surfactantes Catiónicos

En este caso la molécula de surfactante contiene un anión inorgánico para balancear su carga eléctrica. La solución se ioniza en un monómero con carga positiva, y el anión (**Contraion**, con carga negativa). Los surfactantes catiónicos son altamente adsorbidos por arcillas y por lo tanto no se utilizan mucho para la recuperación de petróleo.

b. Surfactantes Aniónicos

La molécula de surfactante está asociada con un metal inorgánico (un catión, el cual es habitualmente sodio). En una solución acuosa la molécula se divide en cationes libres (**Contraion**, con carga positiva), y el monómero aniónico (con carga negativa). La solución es neutra desde el punto de vista eléctrico, lo que significa que existe un balance entre las cargas negativas y positivas. Los surfactantes aniónicos presentan una relativa resistencia a la retención, son estables, y su producción es relativamente económica.

3.5.2.3. Surfactantes Anfotéricos

Esta clase de surfactantes contiene aspectos de dos o más de las clases anteriores. Por ejemplo, un anfotérico puede contener un grupo aniónico y un grupo no polar. Estos surfactantes no se han utilizado en procesos de recuperación de petróleo.

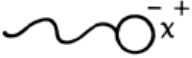



Aniónicos	Catiónicos	No-iónicos	Anfotéricos
			
Sulfonatos, Sulfatos, Carboxilatos, Fosfatos,	Amonio cuaternario orgánicos, piridino, imidazolinio, piperidinio, y sulfononium	Alcoholes Aquilfenolespolieto- xilados Alquil-, alquil-aril, acil-aminepoliglicol, y éter poliol Alcanolamidas	Ácidos aminocarboxílicos

Tabla 3-2: Clasificación de los surfactantes. (Fuente Lake, 1989)

Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo a su origen en:

3.5.2.4. Surfactantes sintéticos.

El petróleo contiene ácidos nafténicos que actúan como surfactantes naturales. Sin embargo no es industrialmente provechoso extraerlos. La mayor "fuente" petrolera de surfactantes es un subproducto de la fabricación de aceite lubricantes, específicamente de la extracción de aromáticos con ácido sulfúrico. Por extensión se usan cortes petroleros aromáticos pesados para producir alquil aril sulfonatos.

3.5.2.5. Surfactantes biológicos o biosurfactantes.

Los surfactantes de origen biológico o biosurfactantes son un grupo estructuralmente diverso de moléculas tensoactivas, Los biosurfactantes se pueden clasificar según su peso molecular o su naturaleza química. Los compuestos de bajo peso molecular son generalmente lipopéptidos, glicolípidos, aminoácidos modificados y ácidos grasos, mientras que los de alto peso molecular son polímeros extracelulares compuestos por polisacáridos, lipopolisacáridos, proteínas, lipoproteínas o una mezcla compleja de estos biopolímeros.

3.6. METODOS PARA CARACTERIZAR SURFACTANTES

Los surfactantes más comunes utilizados en los procesos de EOR son los sulfonatos de petróleo. Estos son tensioactivos aniónicos que se producen cuando una corriente de refinería de intermedio peso molecular se sulfona, y los sulfonatos sintéticos son los productos cuando un compuesto orgánico relativamente puro se sulfona. Los sulfonatos son estables a altas temperaturas, pero sensible a los iones divalentes. ^[22] Varios métodos para caracterizar tensioactivos se discute a continuación:

^[22] CANACHE M. C., "Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados", (agosto 2006).

3.6.1. BALANCE HIDRÓFILO-LIPÓFILO (HLB)

El equilibrio hidrófilo-lipófilo (HLB) indica la tendencia a formar emulsiones agua en petróleo o petróleo en agua. Bajos números de HLB son asignados a los surfactantes que tienden a ser más solubles en aceite y a formar emulsiones agua en aceite. Cuando la salinidad de la formación es baja, un surfactante de bajo HLB debe ser seleccionado. Este tensioactivo puede hacer una microemulsión de fase media (microemulsión rica en surfactante, debido a que esta aparece entre las fases acuosas y oleicas, y no puede ser diluida ni por agua ni aceite) a baja salinidad ^[16]. Cuando la salinidad de la formación es alta, un surfactante de alto HLB debe ser seleccionado. Tal surfactante es más hidrófilo y puede hacer microemulsión de fase media a salinidad alta. ^[22]

3.6.2. CONCENTRACIÓN MICELAR CRÍTICA (CMC)

La CMC se define como la concentración de los surfactantes por encima del cual las **Micelas** se forman espontáneamente. La Micela es una agregación de moléculas que usualmente consiste de 50 o más moléculas de surfactante. Cuando los surfactantes se inyectan en el sistema, inicialmente se repartirán en la interfase, reduciendo la energía libre del sistema mediante la reducción de la energía de la interfase y la eliminación de las partes hidrófobas del surfactante del contacto con el agua. Como aumenta la concentración de surfactante y la energía libre superficial (tensión superficial) disminuye, los surfactantes comienzan la agregación en micelas.

Por encima de una concentración específica, denominada como la concentración micelar crítica (CMC), la adición posterior de agentes tensioactivos sólo aumentará el número de micelas tal como se muestra en la figura 3-14. En otras palabras, antes de llegar a la CMC, la tensión superficial disminuye bruscamente con la concentración del tensioactivo mientras que la tensión de la superficie se mantiene más o menos constante después de alcanzar la CMC. ^[16]

^[16] SHENG, J. J., Elsevier, Inc., “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)”, (2011).

^[22] CANACHE M. C., “Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados”, (agosto 2006).

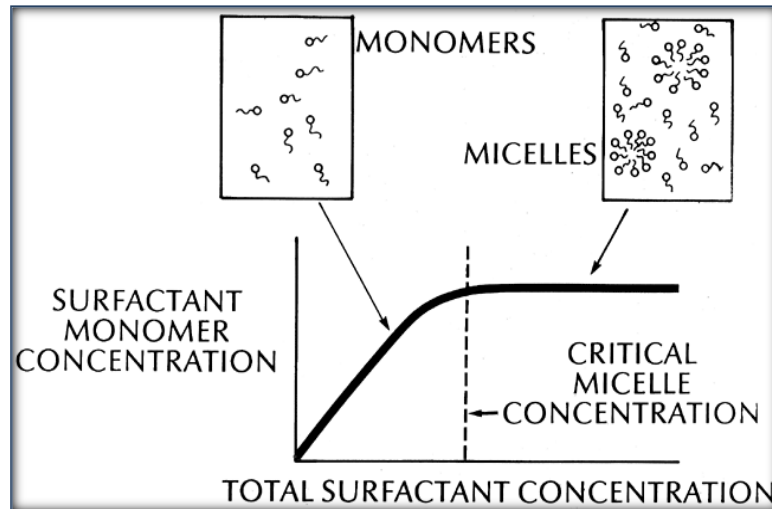


Figura 3-14: Definición esquemática de la Concentración Micelar Crítica (CMC). (Fuente: A.K. Flaaten, et al. “ASP Chemical Flooding Without the Need for Soft Water”, SPE, The University of Texas at Austin).

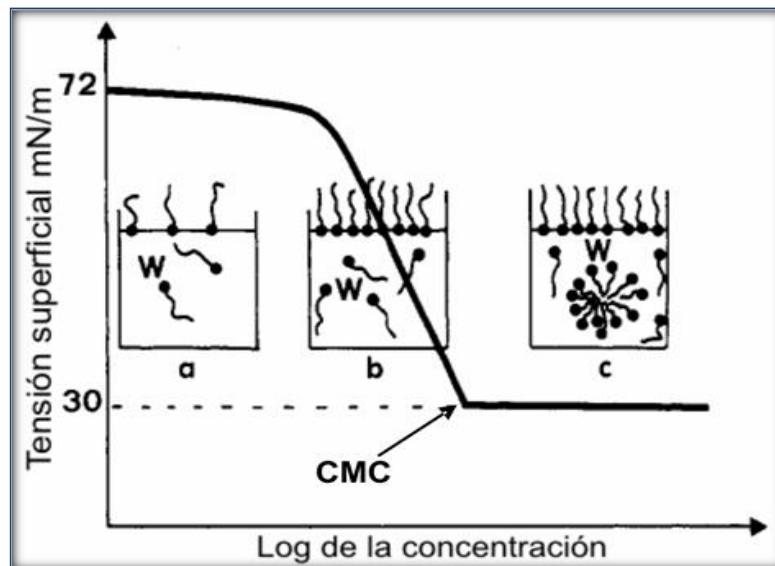


Figura 3-15: Definición esquemática de la Concentración Micelar Crítica (CMC) en función de la Tensión Superficial. Fuente: A.K. Flaaten, et al. “ASP Chemical Flooding Without the Need for Soft Water”, SPE, The University of Texas at Austin).

3.6.3. RELACIÓN DE SOLUBILIZACIÓN

La **Solubilización** es el proceso para hacer un material normalmente insoluble, soluble en un medio dado. La relación de solubilización de aceite (agua) se define como la relación entre el

volumen de aceite solubilizado (agua) para el volumen de tensioactivo en la fase de la microemulsión. Huh(1979) ^[23], formuló que la relación de solubilización está estrechamente relacionado con IFT (Siglas en inglés de **Tensión Interfacial**). Cuando la relación de solubilización de aceite es igual a la del agua, la IFT alcanza su mínimo.

3.6.4. COMPORTAMIENTO DE FASE SEGUN LA TEORIA DE WINSOR

Según la teoría de Winsor, la estructura de una fase que contiene un surfactante, agua y aceite varía con el valor de R .

Si $R < 1$, las interacciones hidrofílicas son las más fuertes, y a la interfase hay más penetración del solvente del lado de la "cabeza polar" del surfactante, lo que produce una curvatura y una micela de tipo S_1 (figura 3-16).

En presencia de una gran cantidad de aceite, las **Micelas** S_1 no pueden solubilizar éste, por tanto el sistema se separa en dos fases; una fase acuosa compuesta de una solución micelar o de una microemulsión tipo S_1 , y de una fase exceso de aceite. Tales sistemas corresponden a la zona difásica del diagrama ternario de tipo I de Winsor. Se utiliza el símbolo mnemotécnico 2 para indicar que se trata de un sistema difásico donde el surfactante se encuentra en la fase inferior, acuosa.

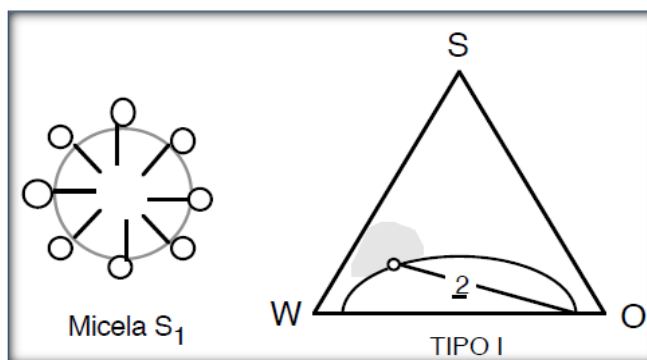


Figura 3-16: Micela de tipo S_1 y zona (en gris) del diagrama ternario en la cual ella aparece.

(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP S210A, (1998)).

^[23] HUH C., Journal of Colloid and Interface Science, "Interfacial Tensions and Solubilizing Ability of a Microemulsion Phase that Coexists with Oil and Brine", (septiembre 1979).

Si $R > 1$, las interacciones lipofílicas son las más fuertes y la interfase se curva en sentido contrario, produciendo una micela inversa de tipo S2 (figura 3-17).

En presencia de una gran cantidad de agua, se forma un sistema difásico compuesto por una solución micelar o una microemulsión inversa de tipo S2, y una fase en exceso de agua. Este caso es el inverso al anterior y corresponde a un comportamiento difásico 2 en un diagrama ternario de Winsor de tipo II.

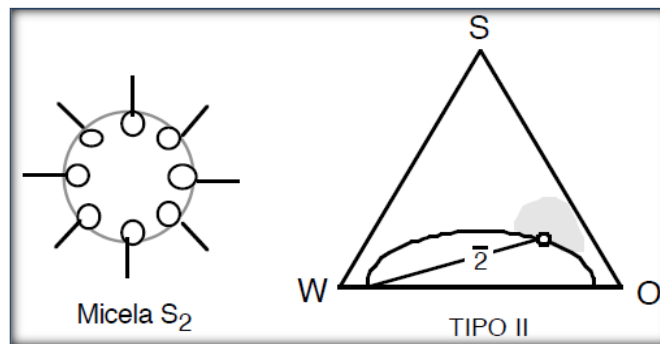


Figura 3-17: Micela de tipo S2 y zona (en gris) del diagrama ternario en la cual ella aparece.
(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP S210A, (1998)).

Es conveniente recordar que Winsor menciona que en su modelo, "R" no presenta un valor uniforme en un sistema dado, sino que al contrario se debe considerar como un valor promedio que corresponde a la estructura dominante S1 ó S2.

Cuando $R = 1$, las tendencias hidrofílicas y lipofílicas se equilibran, y se obtiene el caso III de Winsor con dos tipos de estructuras posibles (figura 3-18).

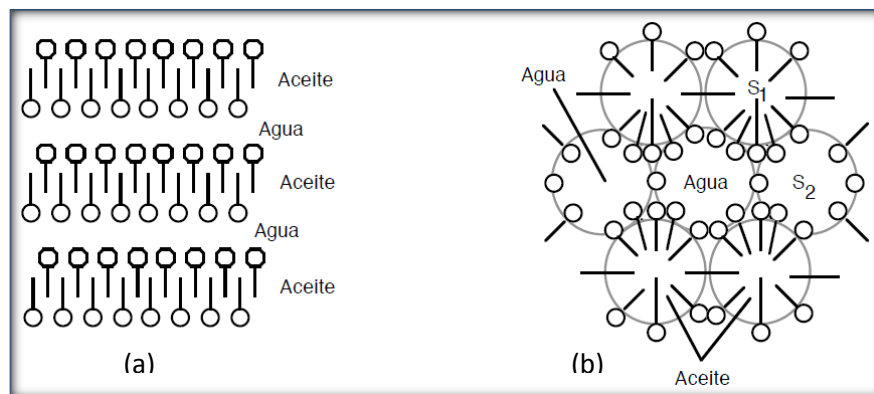


Figura 3-18: Estructuras propuestas por Winsor (1954) para el caso $R = 1$
Estructura laminar plana (a) y estructura flexible S1/S2 (b).
(Fuente: SALAGER J. L., Cuaderno FIRP S210A, (1998)).

- a) Una estructura laminar plana, o de **Micelas** cilíndricas, que incorpora alternativamente agua y aceite. Estas estructuras son generalmente rígidas y producen sistemas viscosos no newtonianos, geles o cristales líquidos y presentan frecuentemente propiedades ópticas particulares como la **Birefringencia**.
- b) Una estructura fluctuante conteniendo, con la misma probabilidad, estructuras locales que se asemejan a las **Micelas** S1 et S2. En un momento determinado la membrana de surfactante se deforma para encerrar el aceite (S1), mientras que lo contrario puede producirse al lado.

Esta estructura es compatible con los resultados experimentales que conciernen a las microemulsiones de los sistemas trifásicos: tensión interfacial ultrabaja y alta **Solubilización**, por tanto una mayor "flexibilidad" y posibilidad de fluctuación. Tal estructura es igualmente compatible con la noción de **Bicontinuidad** desarrollada recientemente por Scriven (1976, 1977).

3.7. PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE SURFACTES AL FLUIR A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO Y SU COMPORTAMIENTO

3.7.1. MECANISMO DE REDUCCIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL

El propósito de la inyección de surfactante es recuperar el aceite atrapado por capilaridad después de la inundación de agua. Cuando una solución de surfactante se ha inyectado, las gotitas de aceite atrapado se movilizan debido a una reducción en la tensión interfacial entre el aceite y el agua. La coalescencia de estas gotas conduce a un aumento local de la saturación de petróleo y se genera un banco de aceite. El banco de aceite comenzará a fluir, movilizándolo cualquier aceite residual en frente del banco. Detrás del banco de petróleo fluyente, el surfactante impide al aceite movilizado a ser re-atrapado. La tensión interfacial, la viscosidad, y el volumen de la solución de surfactante detrás del banco de petróleo, serán por lo tanto, de importancia para la saturación de petróleo residual final.

Si la eficiencia del surfactante es muy buena, entonces la reducción en la **Tensión Interfacial** podría ser tanto como 10^{-4} que corresponde a un valor en el barrio de $1\mu\text{N/m}$.

3.7.2. NÚMERO CAPILAR

Una baja tensión interfacial es esencial para la recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en el Numero Capilar. El numero capilar (N_c), es representado como una relación que se ha definido para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial y la restricción al pasaje a través de un capilar.

Donde (ΔP) es la presión diferencial a través de una longitud dada (L) y γ es la tensión interfacial entre el petróleo y la fase acuosa. Otra forma de describir las fuerzas viscosas es a través de la velocidad que tendrá un fluido a través de una garganta poral y la viscosidad del fluido. Lo que se llama **Avance Frontal**. En la figura 3-19 se utiliza la que utiliza la velocidad a través del poro (velocidad Darcy) y la viscosidad del fluido a empujar para describir las fuerzas viscosas. Una baja tensión interfacial es esencial para la recuperación de petróleo.

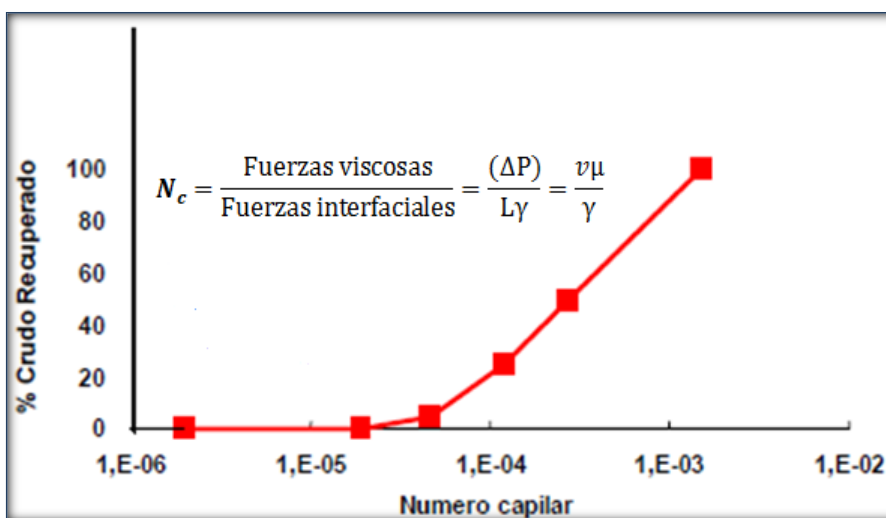


Figura 3-19: Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo.

(Fuente: “El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria”, Blog Petrolero)

El número capilar típico después de la inyección de agua es $\sim 10^{-6}$ y la recuperación de crudo cesa. La recuperación de crudo comenzará a crecer a medida que el número capilar suba.

Para poder recuperar cantidades significativas de crudo, el número capilar debe crecer 3 o 4 órdenes de magnitud. Si nos referimos a la ecuación de la figura 3-19, el número capilar N_c es directamente proporcional al producto de la viscosidad μ y la velocidad v e inversamente proporcional a la tensión interfacial γ .

Esto demuestra que podríamos aumentar la velocidad de inyección o aumentar la viscosidad (por ejemplo agregando grandes cantidades de polímero en un proyecto que lo utilice) pero en forma limitada para no dañar la formación. De aquí que también se limite el uso de polímeros en trabajos Surfactante-Polímero SP.

Los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación; sin embargo la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación puede reducirse en términos de 1000 a 10000 veces por el agregado de tensioactivos especiales.

Se necesita una reducción de 100 a 1000 veces de la tensión interfacial para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del Nc a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección

De hecho queda en evidencia la importancia del uso de un tensioactivo, pues al bajar la tensión interfacial podemos aumentar el número capilar e incrementar la producción de crudo aun a expensas de menores cantidades de polímero.

3.7.3. RETENCIÓN DE SURFACTANTE

El control de la retención de surfactante en el reservorio es uno de los factores más importantes para determinar el éxito o el fracaso de un proyecto de inyección de surfactante. Sobre la base de los mecanismos, la retención de tensioactivo se ha identificado como la precipitación, adsorción y atrapamiento de fase. Resultado de todos estos mecanismos de retención de surfactante en un medio poroso y el deterioro de la composición química del tapón, llevan a una pobre eficacia de desplazamiento. La retención de surfactante en reservorios depende de:

- | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|
| - Tipo de surfactante | - Contenido de arcilla |
| - Peso equivalente surfactante | - Temperatura de la formación |
| - Concentración de surfactante | - pH del agua de la formación |
| - Minerales de la roca | - Tasa de flujo de la solución, etc. |

A medida que el peso equivalente de los surfactantes incrementa, la retención de tensioactivo en general también aumenta. Los sulfonatos de petróleo se utilizan ampliamente en las inyecciones de surfactante. La presencia de cationes divalentes (Ca_2^{++} , Mg_2^{++}) en la solución causa precipitación del surfactante.

3.7.3.1. Adsorción

La mayoría de las superficies sólidas como rocas del yacimiento se cargan eléctricamente debido a la mineralogía diferente. Los minerales de yacimientos como el cuarzo (sílice), caolinita muestran una carga negativa, mientras la calcita, dolomita y arcilla tienen carga positiva en sus superficies a un pH neutro de la salmuera. La adsorción de surfactantes en la interfase sólido-líquido entra en juego por interacción electrostática entre la superficie cargada sólida (adsorbente) y los iones del surfactante (adsorbato). El intercambio de iones, emparejamiento iónico y enlace hidrofóbico son algunos de los mecanismos por los que se adsorben sobre las superficies tensioactivos minerales de la roca.^[24]

Los surfactantes no iónicos tienen mucha mayor **Adsorción** sobre una superficie de piedra arenisca que los surfactantes aniónicos, mientras que para la calcita es inversa. Por lo tanto, los surfactantes no iónicos podrían ser candidatos para su uso en formaciones de carbonato desde el punto de vista de la adsorción.^[16]

Un ejemplo de una isoterma para la **Adsorción** de un surfactante cargado negativamente en un adsorbente con sitios cargados positivamente tiene forma de S. La figura 3-20 muestra cuatro regiones diferentes que reflejan distintos modos de **Adsorción**.^[25]

- **Región 1:** En esta región, el agente surfactante se adsorbe principalmente por intercambio aniónico y muestra una relación lineal entre el material adsorbido y concentración de equilibrio.

^[16] SHENG, J. J., Elsevier, Inc, "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)", (2011).

^[24] EMEGWALU C. C., "Thesis-Enhanced Oil Recovery for Norne Field's E-Segment using Surfactant Flooding", (2010).

^[25] KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, "Monograph-Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoirs", (1992).

- **Región 2:** Un aumento notable de la adsorción debido a la interacción entre las cadenas hidrófobas del tensioactivo que se aproxima y el surfactante que ya ha sido adsorbido.
- **Región 3:** Una disminución de la adsorción de los surfactantes debido a que la adsorción tiene que superar la repulsión electrostática entre el surfactante y el sólido cargado similarmente.
- **Región 4:** Una planicie de adsorción se obtiene por encima de la **Concentración Micelar Crítica (CMC)**, lo que significa que el agente tensioactivo no aumentará **Adsorción** sobre la superficie.

La **Tensión Interfacial** entre el aceite y el agua disminuye hasta que se alcanza la CMC. La forma de la isoterma de adsorción puede variar para los diferentes sistemas, y algunos de los factores que influyen en la CMC son salinidad, valor del pH, la temperatura y la humectabilidad. Con el aumento de la salinidad la CMC de **Adsorción** aumentará, mientras que una disminución en el pH, producirá un aumento de la adsorción. Se sugiere que la **Adsorción** del surfactante disminuye a medida que aumenta la temperatura. ^[26]

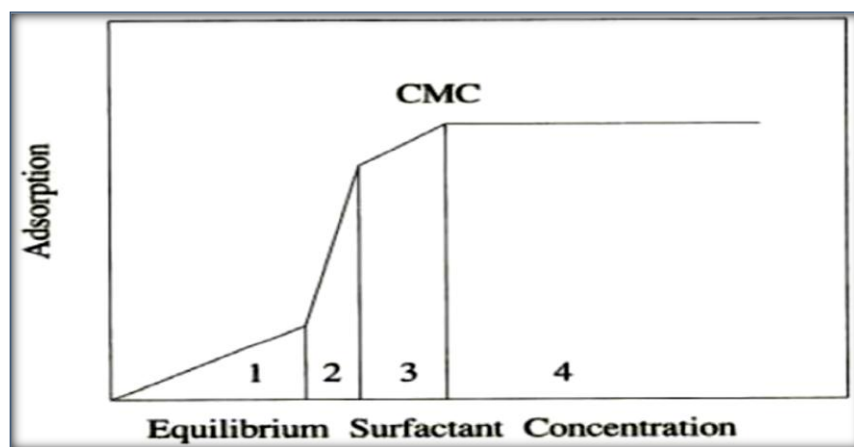


Figura 3-20: Esquema en forma de S de la curva de adsorción. (Fuente: KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, “Recent Advances in IOR for North Sea Sandstone Reservoirs”, 1992).

Una de las maneras de reducir la **Adsorción** en las inundaciones químicas es mediante un "pre-lavado" con diferentes tipos de productos químicos de sacrificio como NaCl, NaOH, fosfatos, silicatos, lignosulfonatos y óxido de polietileno con el fin de reducir la dureza,

^[26] KALNAES, P. E., “Thesis-An EOR Evaluation of Surfactant Flooding in the Norne E-Segment based on Applied Reservoir Simulation”, (junio 2010).

hacer que la roca del yacimiento se cargue más negativamente y bloquear los sitios activos de la roca.^[25]

3.7.3.2. Atrapamiento Fase

Esta forma de retención es fuertemente afectada por el comportamiento de fase. El atrapamiento de fase puede ser causado por atrapamiento mecánico, partición de fase, o atrapamiento hidrodinámico. Se relaciona con el flujo multifásico. Los mecanismos son complejos, y la magnitud de pérdida de surfactante debido al atrapamiento de fase podría ser muy diferente dependiendo de las condiciones de flujo multifásico. Glover et al. (1979)^[27] encontraron que el inicio del atrapamiento de fase en un proceso de inyección de surfactantes generalmente se produjo a concentraciones de sal más altas, ya que formaría microemulsión de fase superior de la de modo que el agente tensioactivo podría quedar atrapado en el aceite residual. Krumrine (1982)^[28], propuso que la adición de álcali reduciría la concentración de iones duros que pueden causar retención del surfactante. Por lo tanto, el ASP tendrá poca retención de surfactante debido al intercambio iónico.

3.7.4. CURVA DE DESATURACIÓN CAPILAR (CDC)

Para reducir la saturación de aceite residual de la inyección de agua, la caída de presión en el aceite atrapado tiene que superar las fuerzas capilares que mantienen el aceite atrapado. Esto es hecho con el surfactante el cual proporciona tal caída de presión. Un gran número de estudios han demostrado que la saturación de petróleo residual se relaciona al número capilar (N_c), la relación adimensional entre las fuerzas viscosas y fuerzas capilares. En general, el número capilar debe ser mayor que un número crítico capilar, $(N_c)_c$, para que una fase residual empiece a moverse. Prácticamente, este $(N_c)_c$ es mucho mayor que el número capilar en condiciones normales de inyección de agua. Otro parámetro es el número máximo de desaturación capilar, $(N_c)_{max}$, por encima del cual la saturación residual no se disminuye más, esto en condiciones prácticas, incluso si el número capilar se incrementa.^[25]

^[25] KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, "Monograph-Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoirs", (1992).

^[27] GLOVER C. J., PUERTO M.C., MAEKER, J.M., and SANDVIK E.L., Society of Petroleum Engineers Journal, "Surfactant Phase Behavior and Retention in Porous Media", junio-1979.

^[28] KRUMRINE P. H., J. Am. Oil Chem. Soc, "The use of sacrificial agents in combination with surfactants in enhanced oil recovery", (octubre 1982).

La relación general entre la saturación residual de una fase no mojante o la fase mojante y un número capilar local se denomina curva de desaturación capilar (CDC). Las saturaciones residuales comienzan a disminuir en el número crítico capilar a medida que aumenta el número capilar, y no se pueden disminuir más que el valor correspondiente al número máximo capilar (Figura 3-21). La CDC para la fase mojante se desplaza a la derecha de la CDC de la fase no mojante en dos órdenes de magnitud (véase la figura 3-21), lo que indica que el surfactante debe tener un mejor rendimiento en un sistema mojante al agua. La figura 3-22 muestra que la saturación de aceite comienza a caer como el tamaño de los poros se estrecha a alto número capilar (N_c), lo que significa que un reservorio con estrecha distribución de tamaño de poro dará la más baja saturación de petróleo residual. En un modelo de simulación, la eficiencia del surfactante depende de CDC, y por lo tanto debe ser medido para cada tipo de roca distinto. ^[25]

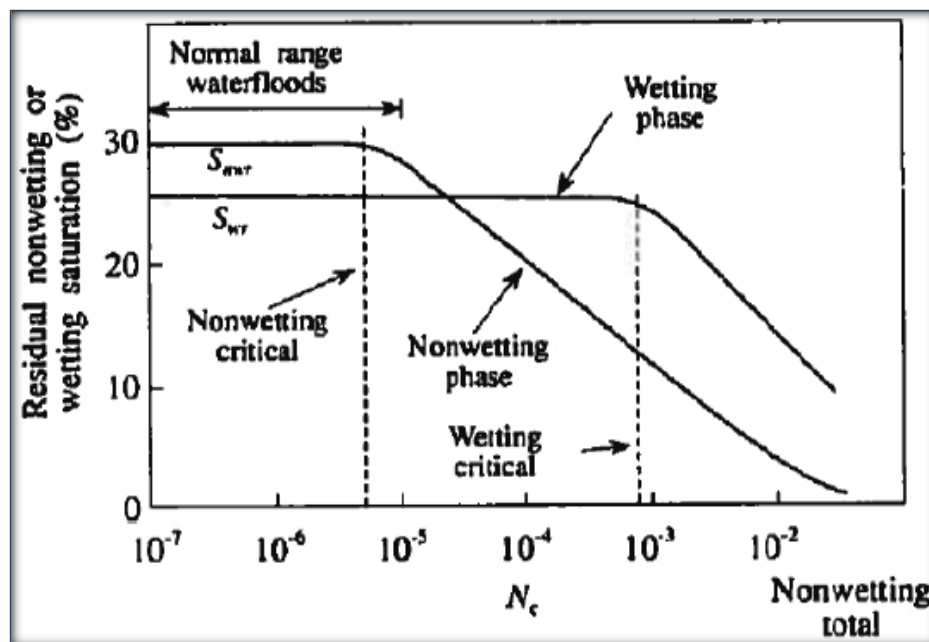


Figura 3-21: Efecto de la mojabilidad sobre la saturación residual de la fase mojante y no-mojante. (Fuente: KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, “Recent Advances in IOR for North Sea Sandstone Reservoirs”, 1992).

^[25] KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, “Monograph-Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoirs”, (1992).

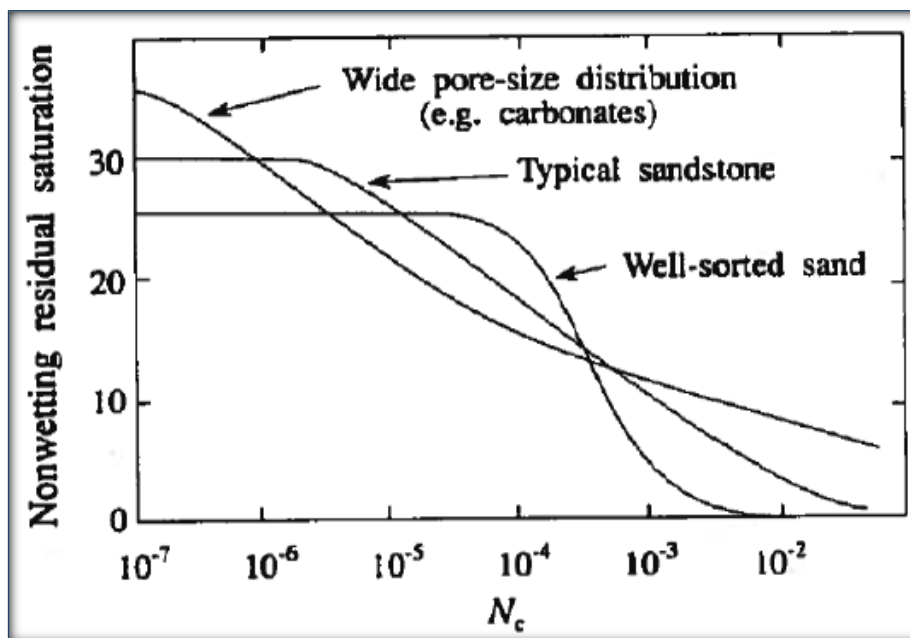


Figura 3-22: Efecto de la distribución del tamaño de poro sobre la CDC. (Fuente: KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, “Recent Advances in IOR for North Sea Sandstone Reservoirs”, 1992).

3.7.5. EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICO Y RELACIÓN DE MOVILIDAD

La **Eficiencia de Barrido Volumétrica** E_{Vo} es una función del tamaño del bache de surfactante/polímero, la retención y la heterogeneidad. La **Relación de Movilidad** tiene que ser lo más bajo posible para un desplazamiento eficiente del banco de petróleo hacia los pozos de producción. La baja **Relación de Movilidad** impide la digitación del bache de surfactante en el banco de petróleo y también reduce la dispersión a gran escala debido a contrastes de permeabilidad, la segregación por gravedad y el diseño del pozo. El agente de control de la movilidad en el bache puede ser un polímero o aceite. Es de suma importancia que el banco delantero del bache de aceite se haga viscosamente estable ya que los baches pequeños no pueden tolerar incluso una pequeña cantidad de digitación. Se ha confirmado a partir de estudios de simulación que la relación de movilidad baja es de gran importancia de acuerdo con la recuperación, mientras que el tamaño del tapón de surfactante aportó pequeñas diferencias en el rendimiento. ^[25]

^[25] KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, “Monograph-Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoirs”, (1992).

3.7.6. PERMEABILIDADES RELATIVAS

Las curvas clásicas de permeabilidad relativa representan una situación en la que se controla la distribución del fluido en el sistema por las fuerzas capilares. ^[16] El concepto de la permeabilidad relativa es fundamental para el estudio del flujo simultáneo de fluidos inmiscibles en medios porosos. Las permeabilidades relativas están influenciadas por los siguientes factores: saturación, historia de saturación, la humectabilidad, la temperatura, las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales. ^[24]

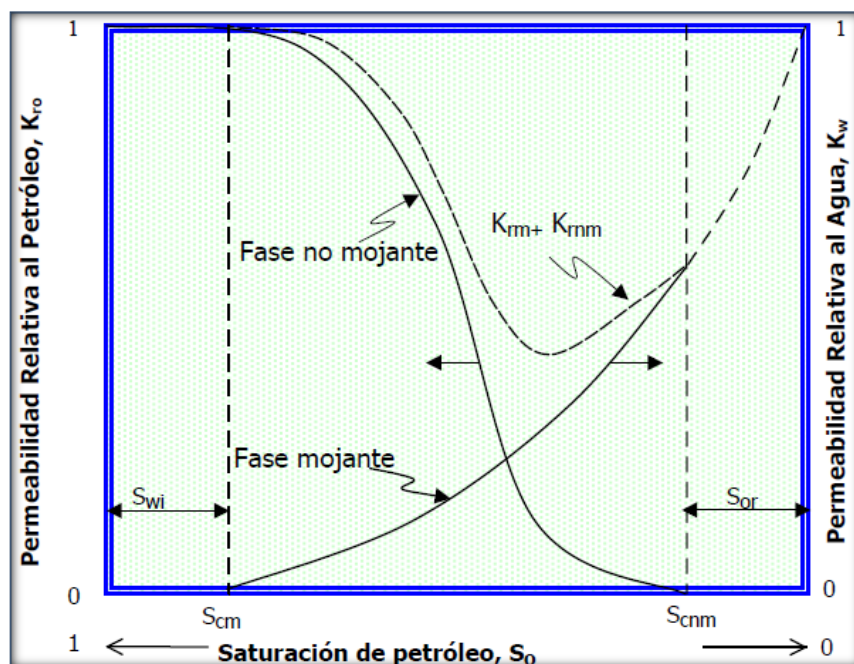


Figura 3-23: Curva típica de permeabilidades relativas a dos fases.

(Fuente: Paris, M. Inyección de Agua, 2001)

En la figura 3-23 se puede observar que la suma de las permeabilidades relativas de ambas fases a una saturación de agua siempre es menor que uno, debido a dos razones:

1. La presencia de interfases y, por lo tanto, de energía interfacial y presión capilar.
2. Algunos de los canales que normalmente permiten el flujo cuando existe una sola

^[16] SHENG, J. J., Elsevier, Inc., "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)", (2011).

^[24] EMEGWALU C. C., "Thesis-Enhanced Oil Recovery for Norne Field's E-Segment using Surfactant Flooding", (2010).

fase, son bloqueados cuando dos o más fases están presentes (el número total de canales abiertos al flujo se reduce y la capacidad de flujo de la roca es menor).

En procesos relacionados con surfactantes, la tensión interfacial se reduce. Como la **Tensión Interfacial** se reduce, el número capilar es mayor, lo que lleva a la reducción de saturaciones residuales. Obviamente, la reducción de la saturación residual cambia directamente las permeabilidades relativas y las curvas de permeabilidad relativa se asemejan más a líneas rectas (exponentes próximo a 1), y las saturaciones inmóviles se acercan más a 0.

Muchos investigadores observaron a partir de los resultados experimentales que como la **Tensión Interfacial** del agua/aceite se redujo, ambas permeabilidades relativas de aceite y agua se incrementaron, sus puntos finales fueron incrementados, tenían menos inflexión, y las saturaciones residuales disminuyeron. Estas observaciones fueron verdaderas sólo cuando la **Tensión Interfacial** estaba por debajo de $0,1 \text{ mN / m}$.^[16]

3.8. CRITERIO DE DISEÑO PARA LA APLICACIÓN DE SURFACTANTES EN EL MEDIO POROSO

3.8.1. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Para el empleo de este tipo de tecnología es necesario cubrir una serie de parámetros que garanticen el rendimiento del proceso, puesto que, en el caso de una inadecuada inyección de surfactantes podría ocasionar grandes pérdidas económicas. En este sentido, el yacimiento debe presentar una profundidad menor a 9000 ft, esto debido a los cambios de presión y temperatura que afectan la adsorción del tensioactivo. Tanto el espesor, la porosidad y la transmisibilidad del reservorio se consideran parámetros no críticos.

Por otra parte, la heterogeneidad del yacimiento hace que el rango de permeabilidad sea mayor a 10md, asimismo, la saturación residual de petróleo debe ser mayor al 35%, con el objeto de aumentar la eficiencia de recobro a partir de la implementación de este mecanismo. El tipo de

^[16] SHENG, J. J., Elsevier.Inc, “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)”, (2011).

formación donde preferiblemente se inyecta este proceso son arenas, puesto que un alto contenido de arcillas reduce la eficiencia de barrido.

La temperatura es un factor primordial al momento de emplear esta recuperación mejorada, ya que los surfactantes son moléculas químicas que tienden a degradarse y perder su capacidad de adsorción (en la interfase petróleo-agua) con el aumento de la temperatura. El rango de aplicación es menor a 200° F. La salinidad del medio acuoso para que se logre la compatibilidad del fluido inyectado en el reservorio debe ser menor a 50000 ppm.

La inyección de surfactantes es influenciada por la litología de la roca del yacimiento. Los yacimientos de areniscas son los mejores candidatos, mientras que en las piedras calizas se tiene pobres eficiencias debido a su excesiva adsorción de surfactante. El anhídrido (CaSO_4) asociado con carbono puede incrementar el contenido de calcio en el agua inyectada y reducir la efectividad del surfactante.

Las arcillas exhiben capacidad de intercambio de cationes y actúan como un medio de intercambio de iones causando reacciones entre la roca y el agua, reduciendo la inyectividad. El calcio y magnesio liberado por las arcillas hacia el agua inyectada reduce la efectividad del surfactante. Los surfactantes son adsorbidos con más rapidez en superficies de arcillas que en superficies normales de sílica, y la pérdida varía con los tipos de arcillas.

Agentes de sacrificio tales como carbonato de sodio, silicato de sodio en soluciones de alto pH (>10), o ciertos compuestos orgánicos se han propuesto para reducir la adsorción de surfactante.

3.8.2. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

Sumado a lo anterior (características del yacimiento), cuando se enmarcan las características que deben poseer los fluidos en el reservorio para la aplicación de un recobro mejorado por medio de la aplicación de surfactantes, se tiene que la gravedad del crudo debe ser mayor a 20° API, la viscosidad del crudo menor a 35 cp, puesto que hidrocarburos con cadenas de compuestos más livianas tiende a disminuir con mayor facilidad su tensión interfacial.

CAPÍTULO IV

4. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES

4.1. ESTADO DEL ARTE DE LA SIMULACIÓN DE LA INUNDACION QUÍMICA (CHEMICAL FLOODING)

Yugal (2011) realiza un estudio de simulación comparativo de los procesos químicos de EOR (Alkali/ Surfactante y/o Polímero) en el Campo Norne Segmento-E. El principal objetivo de este estudio fue evaluar la eficiencia de estos químicos en diferentes escenarios, comparados con la inyección de agua convencional. Basado en el NPV (Valor Presente Neto) y el factor de recobro, Yugal determinó que el método ASP es rentable, aunque para los cálculos no se tomo en cuenta los costos de infraestructura y operación para la inyección de los químicos.

Chinenye (2010), en este estudio se utilizó una serie de métodos de selección para proponer la cantidad y concentración correcta de surfactante que pudiera proporcionar la máxima recuperación del petróleo residual atrapado en las formaciones del Campo Norne-segmento-E, llegando a la conclusión de que la inyección de surfactantes es un buen método de recuperación para este campo, especialmente para las formaciones Ile y Totte.

Wu (1996) estudió la optimización de la inundación química para varios proyectos a escala de campo. Su enfoque fue principalmente en reservorios de areniscas on-shore, y su estudio de optimización se enfocó en concentraciones químicas, tamaños de bache y adsorción. Además, un análisis económico fue usado para determinar el diseño óptimo. El concluyo que un gran tamaño de bache de SP a bajas concentraciones fue el diseño óptimo. Sin embargo, es importante entender que sus resultados fueron fuertemente influenciados por el bajo precio del petróleo a la fecha de su estudio y sobre un valor asumido de adsorción del surfactante muy bajo.

Zhijian et al. (1998) reportó un estudio piloto de ASP en el cual UTCHEM fue usado para el ajuste-historia de resultados. Usando el ajuste-historia, un buen entendimiento de la fase del proceso del Alkali y Surfactante fue establecido con el tiempo. Mostrando el ajuste-historia, un análisis sensitivo fue dirigido a determinar los efectos de los parámetros, tales como tipo de surfactante, concentraciones químicas y tamaño del bache. Los resultados del análisis sensitivo

muestra que altos volúmenes de surfactante, resultan en altos recobro de petróleo, pero bajos volúmenes de surfactante resultan en mejores eficiencias económicas.

4.2. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación es una herramienta que le permite a la ingeniería de yacimientos un mayor entendimiento de los mecanismos de recuperación de petróleo presentes durante todas las etapas de desarrollo de un campo. El propósito de la simulación numérica de yacimientos es inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo represente.^[29]

En los simuladores numéricos, el yacimiento es representado por una serie de celdas interconectadas, y el flujo entre las celdas es resuelto numéricamente. Los simuladores calculan el flujo de fluidos a través del yacimiento, basándose en los principios básicos de la Ley de Conservación de la Masa, la Ley de Darcy y las Ecuaciones de Estado, tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, la dirección del flujo de los fluidos y las localizaciones de los pozos productores e inyectores, además de sus condiciones operacionales.

Las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos son expresadas en forma de diferenciales parciales para cada fase de los fluidos presentes. Luego, esas ecuaciones diferenciales parciales son escritas en forma de diferencias finitas, en donde el volumen de yacimiento es tratado como una colección numerada de celdas y el período de producción del yacimiento en un número de pasos de tiempo. Matemáticamente hablando, el problema es discretizado en tiempo y espacio.

El simulador calcula el comportamiento del yacimiento utilizando la mejor información disponible. Si los resultados calculados no corresponden al comportamiento histórico, los datos del modelo deben ser modificados hasta obtener un cotejo satisfactorio entre los resultados computados y el comportamiento observado del yacimiento. Para lograr esto, generalmente es necesario hacer ajustes en algunos parámetros del yacimiento (geológicos o de fluidos). Este proceso de cotejo histórico es un paso necesario para poder realizar cualquier tipo de predicción con el simulador.

^[29] ADAMSON G., et al. "Simulation throughout the life of a reservoir.OilfieldReview", pages 16–27, 1996.

Cuando los resultados calculados corresponden al comportamiento histórico, se considera adecuado el modelo para la simulación del yacimiento, se procede a predecir el comportamiento futuro y a realizar las sensibilidades sobre diferentes escenarios.

4.2.1. TIPOS DE SIMULADORES

Hoy en día, existen diversos tipos de simuladores de yacimientos, entre los cuales cabe mencionar los siguientes:^[30]

4.2.1.1. Simulador Composicional

Considera una fase agua formada por un solo componente, el agua, y dos fases de hidrocarburos, petróleo y gas, conteniendo “ n ” componentes, sobre la base de las leyes termodinámicas de equilibrio. Utiliza ecuaciones de estado para simular procesos donde se esperan cambios en la composición de los fluidos. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes combinando dos o más de los componentes hidrocarburos individuales. Este tipo de modelo es útil para yacimientos de condensado (retrógrado) y petróleo volátil así como cierto tipo de inyección de gas y/o procesos de recuperación mejorada.

4.2.1.2. Simulador de Procesos Térmicos

Es similar al modelo composicional, pero utiliza una ecuación adicional para la conservación de la energía (los modelos de petróleo negro y composicionales simulan flujo isotérmico por lo que no requieren la ecuación de energía). Este tipo de modelo es útil para simular procesos de recuperación mejorada tales como inyección de vapor o combustión in-situ.

4.2.1.3. Simulador de Procesos Químicos

Incluye la inyección de polímeros, surfactantes y cáusticos. Los procesos químicos involucran interacciones complicadas fluido-fluido y roca-fluido tales como adsorción, intercambio catiónico, flujo no newtoniano, flujo de tres o más fases, etc.

^[30] VILLA J. R., Universidad Central de Venezuela, “Simulación de Yacimientos”, (2005).

4.2.1.4. Simulador de Yacimientos Fracturados

Considera sistemas de doble porosidad y/o doble permeabilidad para modelar las características de las fracturas y la matriz de la roca en el yacimiento.

4.2.2. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

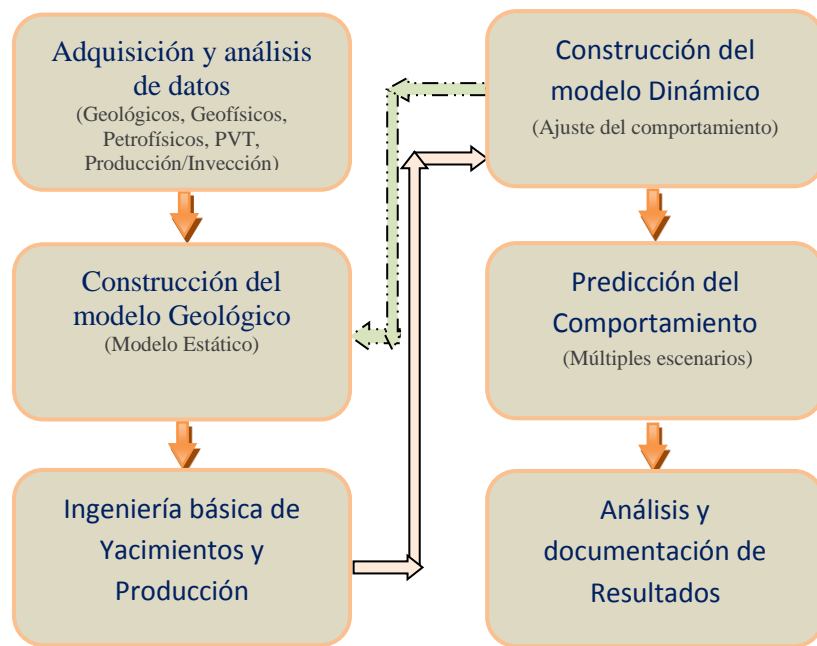


Figura 4-1: Etapas del Desarrollo del Modelo Numérico de Yacimientos. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: simulador-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com)

4.2.3. MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO

En esta etapa se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos; para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos. Este comprende los siguientes modelos:

Considera sistemas de doble porosidad y/o doble permeabilidad para modelar las características de las fracturas y la matriz de la roca en el yacimiento.

- Geológico
- Estratigráfico Estructural
- Caracterización de Fracturas
- Petrofísico
- Geoestadístico

4.2.3.1. Modelado de Facies.

Una facies es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de las otras rocas adyacentes. Estos parámetros son definidos con base a la descripción de color, tamaño de grano, escogimiento, estructura sedimentaria y presencia o ausencia de microfósiles e icnofósiles, entre otras. (Acosta, 2006).^[31]

Inicialmente se generó un modelo de facies en base a los registros de Rayos Gamma, pero no dio resultados debido a que no se pudo diferenciar arenisca de caliza limpia.^[6]

Por esta razón, se generaron por medio de la curva de porosidad (rnPHIE) una propiedad discreta a la cual se le asignó un valor específico a la clasificación litológica, con lo que se procedió a elaborar el registro de facies, basados en la clasificación con el método de Tipo de Roca por gargantas porales (Tabla 4-1).^[6]

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

^[31] ACOSTA E. J., TOLOSA L.I., Journal of Surfactants and Detergents , “Enhancing solubilization in microemulsions: State of the art and current trends”, 2006.




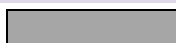
	Nombre	Código	Porosidad	Código-Color
Tipos de Roca	Muy Buena	0	>0.17 %	
	Buena	1	>= 0.14% <=0.17%	
	Regular	2	>= 0.10% <=0.14%	
	No Reservorio	3	<0.10 %	

Tabla 4-1: Configuración utilizada para asignar los tipos de facies.

(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

Una vez realizado el control de calidad de la propiedad discreta y previo al poblamiento se realizó el escalamiento de los registros de facies obtenidos, que consiste básicamente en asignar valores a las celdas de la grilla penetrados por los registros de pozo. (figura 4-2).^[6]

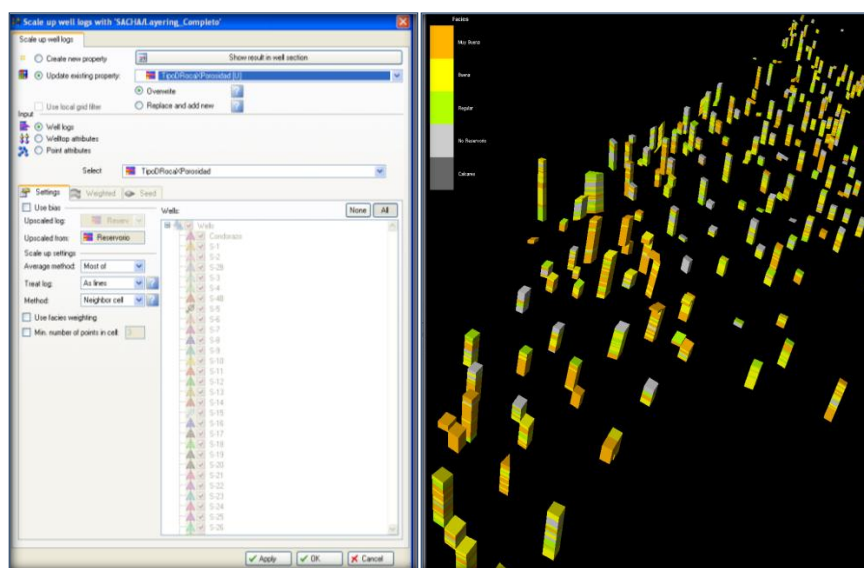


Figura 4-2: Configuración y escalamiento de facies de la arena Ui.

(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

El proceso de elevación a escala mayor o escalamiento del registro realiza un promedio de los valores de los registro originales dentro de cada celda atravesada por la trayectoria del pozo.^[6]

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

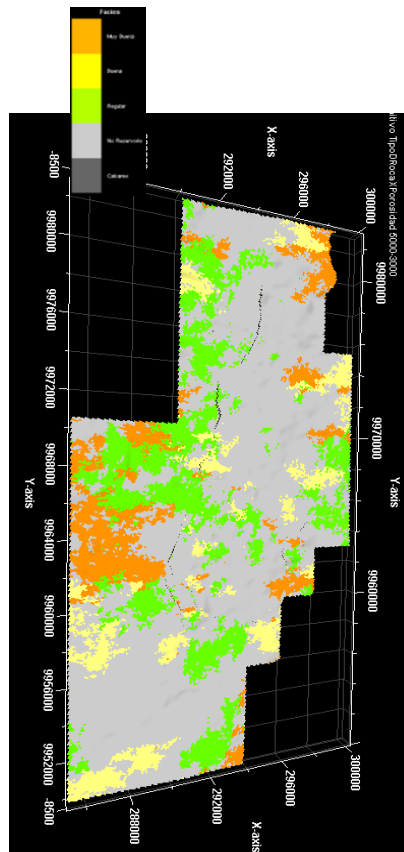


Figura 4-3: Modelo de distribución de facies para la arena “U Inferior” del Campo Sacha.
(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

4.2.3.2. Ambientes de Depositacional ^[6]

Asociado al ambiente Estuarino, los sedimentos del reservorio se correlacionan con las areniscas de canal (canal y levee) y barras.

Inicialmente se construyó un modelo determinístico con canales orientados (object modeling), pero debido a la poca información de la geometría de los canales no fue factible cumplir con este objetivo muy importante para la mejor caracterización de los modelos de inyección.

Se utilizó como método para el poblamiento de facies el SIS (sequential indicator simulation) que condiciona la información de los litotipos presentes en los pozos, con los parámetros obtenidos como principales direcciones de aporte, rangos y orientación de anisotropía. (figura 4-4)

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

Una vez propagadas las facies se procedió al control de calidad de la propagación, conjuntamente con los intervalos disparados en los pozos y su producción para ver si existe conectividad en las arenas de cada uno de los reservorios.

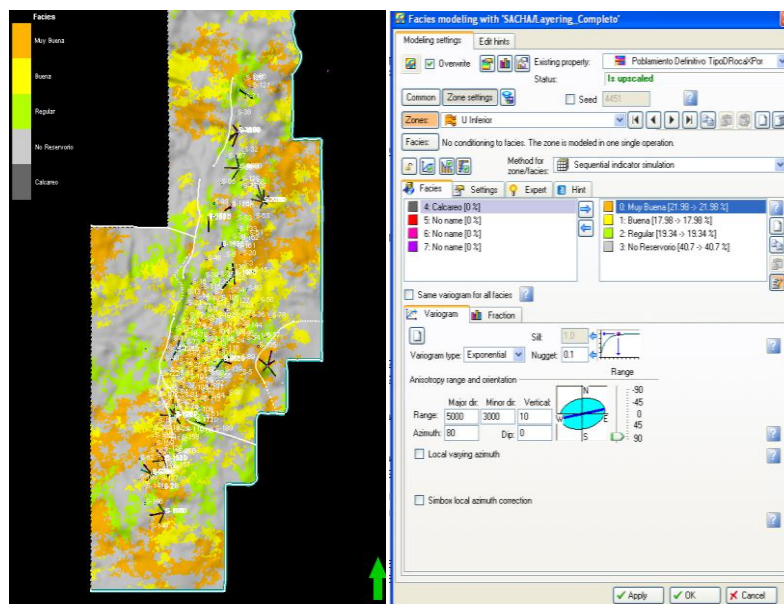


Figura 4-4: Propagación de facies "U" Inferior.

(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios-RIONAPO CEM)

4.2.3.3. Fallas ^[6]

La estructura Sacha constituye un pliegue anticlinal de dirección Norte-Sur limitado al occidente por una falla inversa ligeramente buzando al este. Esta falla paralela al eje de la estructura ha sido segmentada en los sectores sur, centro y norte. La segmentación está controlada igualmente por tres zonas de relevo lateral de dirección NE-SW definidas por fallas transpresivas dextrales.

A estas zonas de relevamiento se relacionan fallas de desplazamiento lateral con una dirección preferencial NW-SE con un movimiento senestral. Todo este conjunto responde a esfuerzos regionales de dirección E-W, asociado a la tectónica compresional de la primera etapa de inversión tectónica entre el Turoniano Terminal y el Maestrichtiano.

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

4.2.4. MODELO DE FLUIDOS O DINÁMICO ^[6]

Esta etapa analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos.

- PVT Fluidos
- Curvas de Permeabilidad Relativa
- Datos de Producción- Presiones Capilares
- Pruebas de Presión

4.2.4.1. Modelo de Fluidos ^[6]

a. Validación de pruebas PVT

Todas las pruebas P.V.T. disponibles fueron validadas por los siguientes métodos: Prueba de densidad, prueba de la linealidad de la función Y, prueba de balance de materiales, prueba de desigualdad y recombinación.

Reservorio	Pozo	Fecha	Referencia
U INFERIOR	SAC-105	Agosto 1986	PVT-UI-SAC105
	SAC-003	Abril 1970	PVT-UI-SAC003
	SAC-056	Julio 1995	PVT-UI-SAC056
	SAC-117	Febrero 1995	PVT-UI-SAC117
	SAC-121	Septiembre 1998	PVT-UI-SAC121

Tabla 4-2: Inventario de muestras de fluidos con análisis P.V.T. del Reservorio “U Inferior”. (Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

De los 5 análisis P.V.T. de fluidos de muestras sometidos al proceso de validación, solo la prueba P.V.T. realizada a la muestra de fluido tomada del pozo S-105 resultó

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

representativa y consistente. En este sentido la información de este análisis P.V.T. fue utilizada en el modelo de simulación del reservorio “U Inferior”.

b. Cálculo de las propiedades PVT del agua

Las propiedades P.V.T. del agua fueron calculadas utilizando correlaciones matemáticas a partir de la salinidad del agua de formación obtenida mediante análisis físico químico del agua y la presión inicial del yacimiento. La tabla 4-3 muestra los datos de las propiedades PVT del agua de formación para el reservorio “U Inferior”.

PRESIÓN (lpca)	Bw (BY/BN)	Cw (lpc-1)	Uw (cP)
4.085	1,0338	2,58E-06	0,313

Tabla 4-3: Propiedades PVT del agua -Reservorio “U Inferior”. (Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

4.2.4.2. Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares ^[6]

Para poder realizar el modelaje dinámico del reservorio “U Inferior” fueron definidas las curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares. El modelo de simulación del reservorio “U Inferior” está conformado por 4 tipos de roca determinados por el mapa de facies. La clasificación de cada uno de estos tipos de roca se realizó en función a la porosidad del sistema de acuerdo a lo siguiente: muy buena (mayor de 17 %), buena (entre 14 % - 17 %), regular (entre 10 % - 14 %) y no reservorio (menor de 10 %).

Las curvas de permeabilidad relativa del reservorio Hollín fueron generadas a partir de análisis especiales de los núcleos tomados en los pozos S-018, S-043 y S-132.

a. Curvas de permeabilidad relativa promedio

Con los datos de cada una de las curvas de permeabilidad relativa normalizadas y los valores de los end-points, se procedió a desnormalizar las curvas para generar las curvas de permeabilidad relativas finales para cada tipo de roca (figura 4-5).

En la figura 4-5, se puede observar las curvas de permeabilidad relativa generadas para cada litotipo o facie, en donde el punto de intersección de las curvas de k_{rw} y k_{ro} , para

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

los diferentes litotipos se encuentra entre el 40 y 45% de la S_w , lo que nos podría decir que es una roca mojada por el petróleo, pero debido a que la saturación de agua connata es menor al 15% y la saturación residual de petróleo es menor al 30%, podemos decir que estas curvas presentan el comportamiento de una roca mojada preferiblemente por agua.

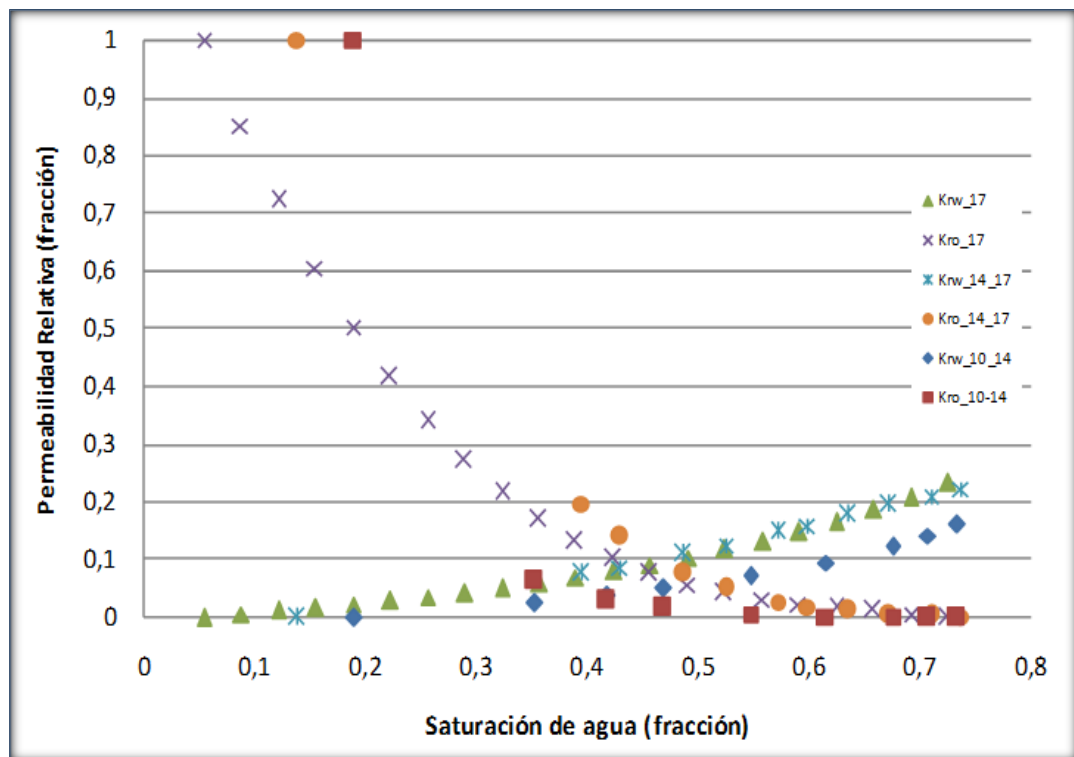


Figura 4-5: Curvas de Permeabilidad Relativa-arena Ui.

(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

b. Curvas de presión capilar promedio

Al igual que las curvas de permeabilidad relativa, las presiones capilares también se promediaron con las mismas consideraciones de rangos de porosidad (figura 4-6).

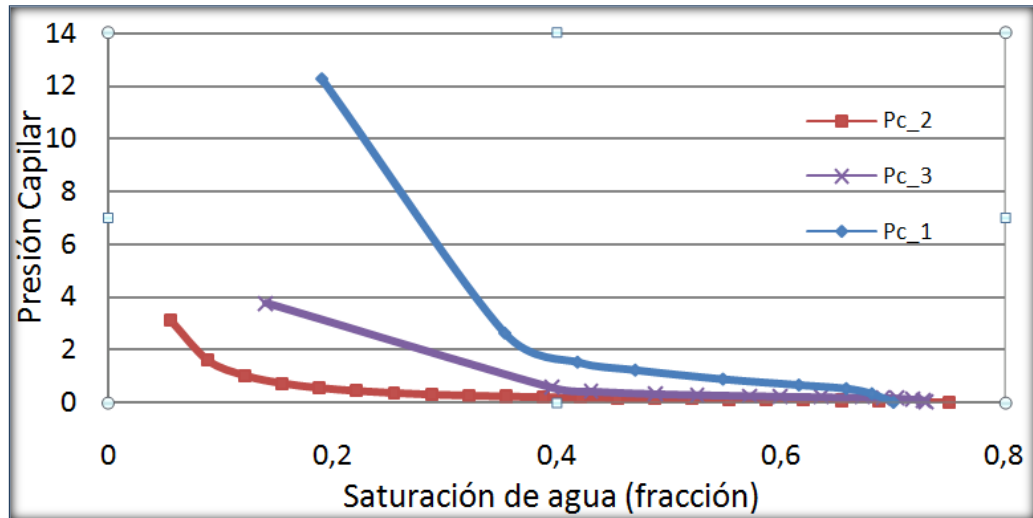


Figura 4-6: Curvas de Presión Capilar-arena Ui.

(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

Los datos de presión capilar se utilizan directamente en programas numéricos de simulación y para calcular la distribución de los fluidos en el yacimiento. Las saturaciones residuales e irreducibles de los fluidos, obtenidas durante las mediciones de presión capilar, se pueden utilizar para ayudar a estimar la cantidad de aceite recuperable y las saturaciones esperadas de agua fósil. En cualquier medio poroso con presencia de fluidos bifásicos, la fase mojante tendrá siempre la presión más baja. Por lo tanto, las curvas de presión capilar se pueden también utilizar para determinar las características de mojabilidad del yacimiento.

Como se puede ver en la figura 4-6, estas curvas nos ayudan a estimar que: la saturación irreducible de la fase mojante (agua), es 0.19 para la curva Pc1, 0.14 para la curva Pc2 y 0.055 para la curva Pc3, además se puede ver que la presión de desplazamiento para las tres curvas está por debajo de los 2 PSI.

La pendiente de la curva durante el drenaje es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: a mayor horizontalidad de la curva de Pc, mayor uniformidad del tamaño de los poros, tomando este concepto podemos darnos cuenta que la curva Pc2 presenta una mayor uniformidad del tamaño de los poros y

que además es la que mayor permeabilidad y menor zona de transición de fluidos podría mostrar (Las tabla de datos de esta curvas se presentan en el ANEXO E).

4.2.4.3. Inicialización del Modelo de Simulación ^[6]

La Tabla 4-4 muestra un resumen las de condiciones de inicialización para el yacimiento “U Inferior”.

CONDICIONES DE INICIALIZACIÓN RESERVORIO U INFERIOR			
PRESIÓN (lpca)	DATUM (pies)	CGPO (pies)	CAPO (pies)
4085	-8549	-8500	-8700

Tabla 4-4: Condiciones de inicialización -Reservorio “U Inferior”.

(Fuente: Gerencia Técnica de Reservorios - RIONAPO CEM)

a. Regiones de Datos PVT

Se inició con tres regiones de datos PVT que resultaron del análisis del grado API de las muestras de petróleo obtenidas a través de los pozos productores del reservorio UI. La región sur con 27°API, la región norte 24° API y la región de la Plataforma 59 con 19°API (Figura 4-7).

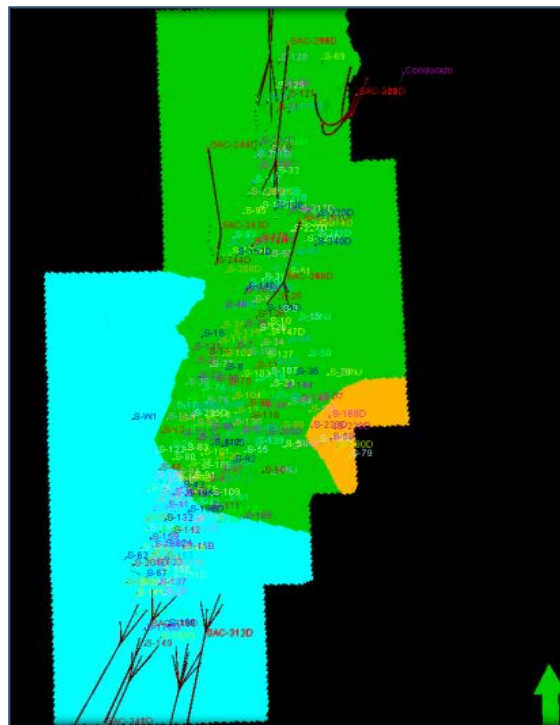


Figura 4-7: Regiones del campo de acuerdo a las funciones PVT de los fluidos.

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

b. Saturación Inicial de Petróleo (So)

La Figura 4-5 presenta las condiciones iniciales de saturación de petróleo (So) indicadas en los Puntos Finales (End-Points) de las permeabilidades relativas.

4.2.5. CERTIDUMBRE DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL CAMPO SACHA

En función de la calidad y cantidad de los datos utilizados para la elaboración de los modelos Estático y Dinámicos, se infiere una certidumbre aceptable en la realización de estos Modelos; sin embargo, con la finalidad de mejorar la certidumbre se elaboró un programa de captura de información durante el año 2011, relacionada con registros especiales de pozos, toma y análisis de núcleos, adquisición de muestras de fluidos y pruebas PVT, sísmica de pozos, VSP, CheckShots y reprocesamiento de datos sísmicos, geomecánica de rocas, análisis nodal y pruebas PLT para pozos inyectores y re-inyectores.

4.2.5.1. Resultados del ajuste histórico a nivel de reservorio ^[6]

Para el reservorio “U Inferior” se presentan dos etapas, antes y después del proceso de inyección de agua a partir de Noviembre de 1986.

- Ajuste Antes de la Inyección de agua: Se alcanzó un buen ajuste de la producción en este periodo, debido a que solamente se tenía producción de crudo con una mínima cantidad de agua, como se observa en la figura 4-8. Adicionalmente, se observa la producción de petróleo en color verde, agua en color azul, e incluye la producción del agua inyectada. La producción de gas presenta un incremento a partir de mediados de 1990, cuando la simulación se hizo muy lenta por la presencia de gas libre, lo que indicaba que la presión en ciertas áreas del yacimiento había caído bajo el punto de burbuja (figura 4-9).
- Ajuste Después de la Inyección de agua: La inyección de agua se inició en Noviembre 1 de 1986 a través de seis pozos completados para ese propósito, con un volumen de inyección alrededor de 18.000 BAPD (figura 4-10).

^[6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM.

	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Acumulada de Agua	Acumulado de Agua Inyectada
Unidades	STB	STB	STB
Histórico	210106890	38220513	138859988
Cotejo	213744048	32609634	138859984
Diferencia	3637158	5610879	4

Tabla 4-5: Acumulados de producción de petróleo y agua e inyección de agua. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Modelo Dinámico de la arena “U” inferior del Campo Sacha)

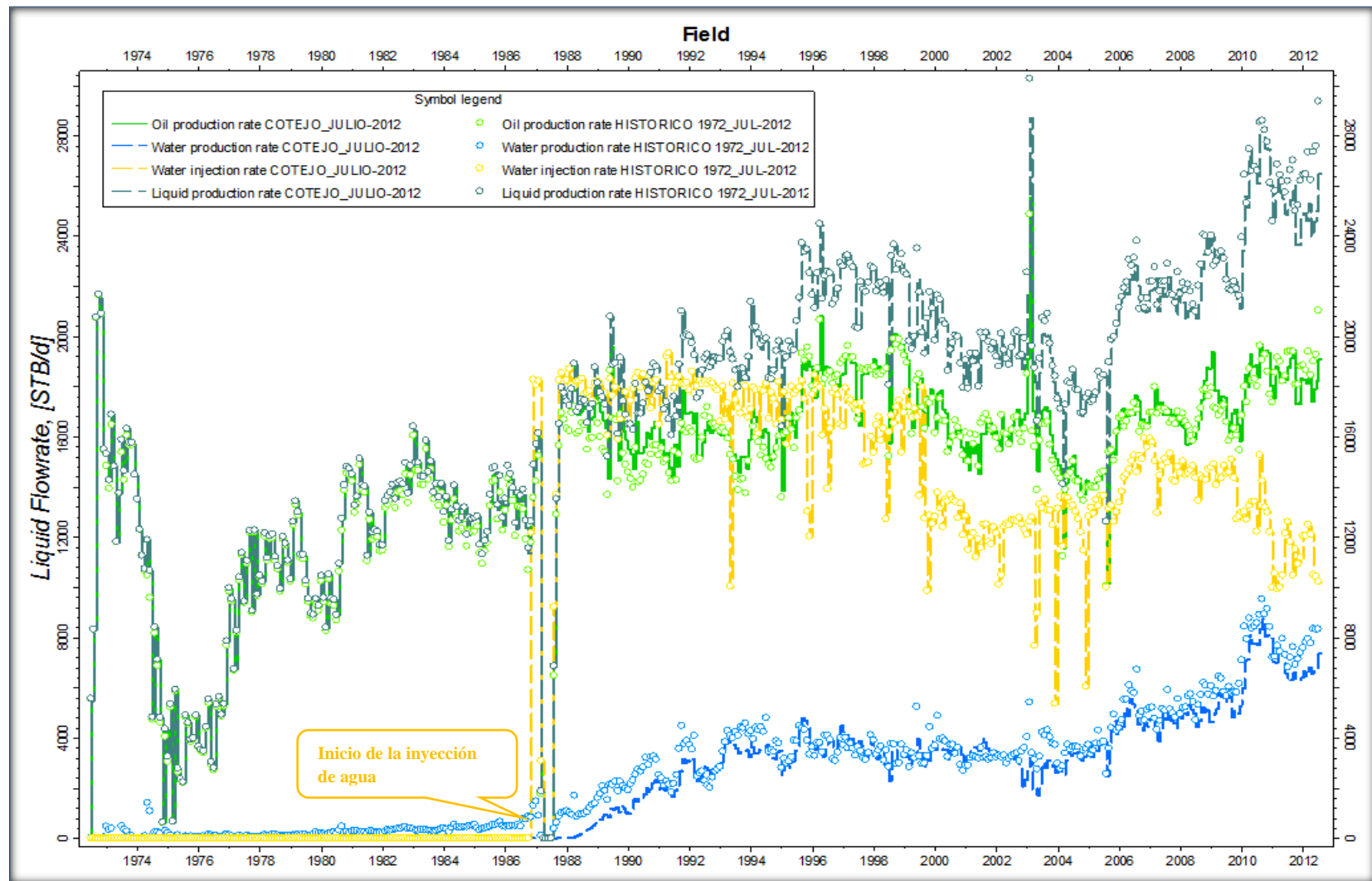


Figura 4-8: Ajuste Histórico de Producción e Inyección de Agua y Petróleo-Reservorio “U Inferior”. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Modelo Dinámico de la arena “U” inferior del Campo Sacha)

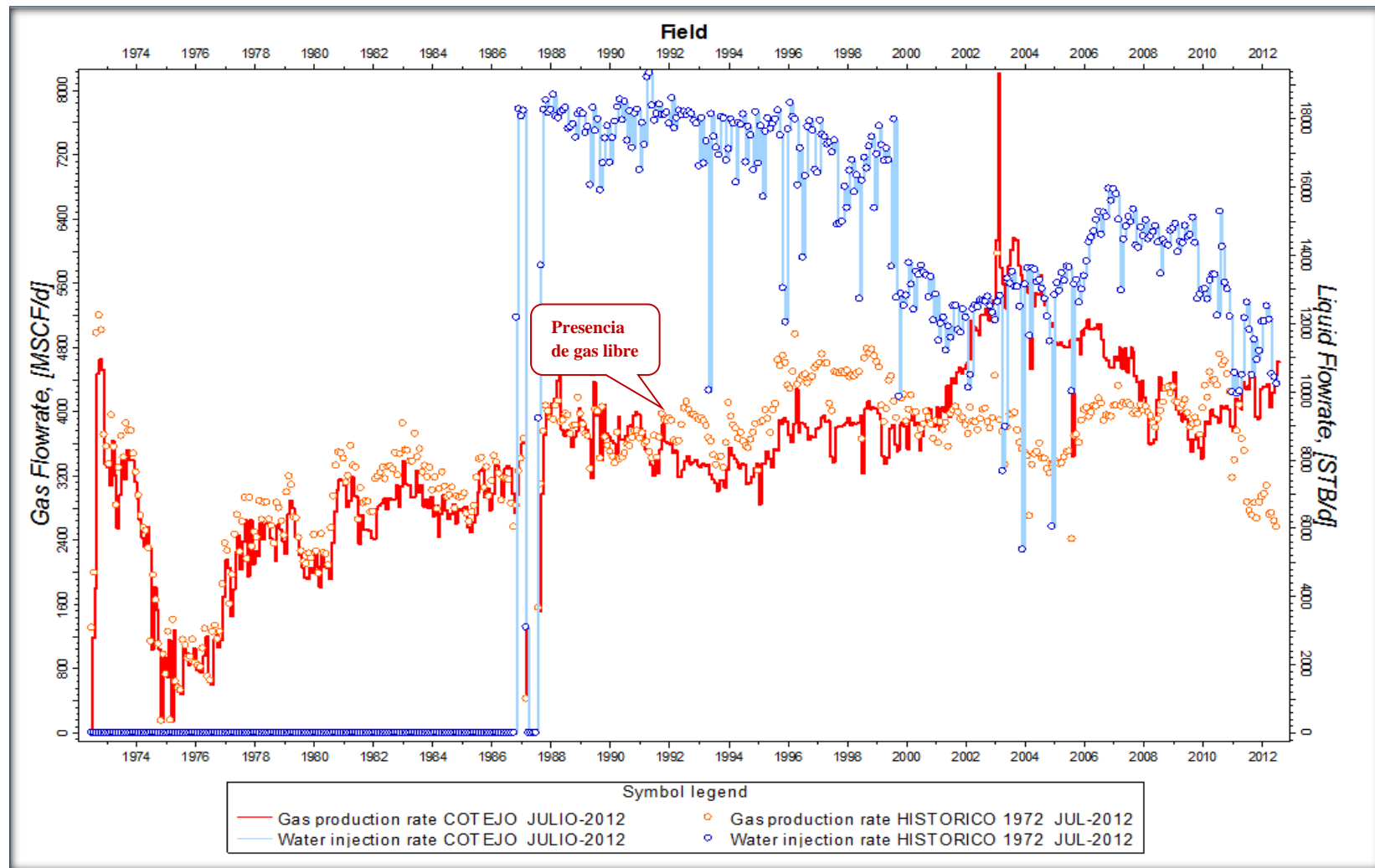


Figura 4-9: Ajuste Histórico Inyección de Agua y Producción de Gas- Reservorio “U Inferior”. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Modelo Dinámico de la arena “U” inferior Del Campo Sacha)

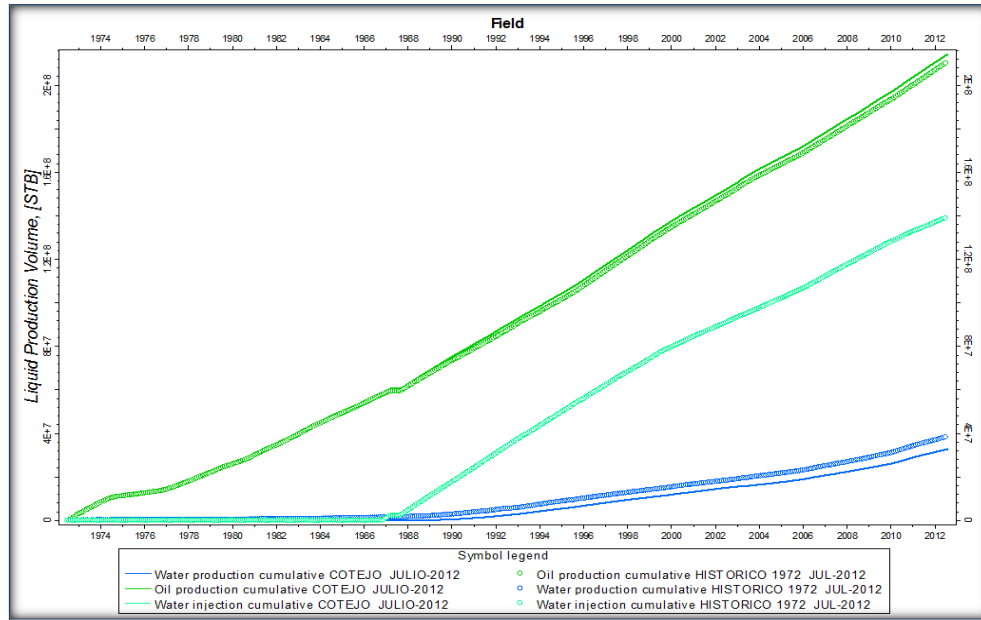


Figura 4-10: Producción Acumulada de petróleo y Producción e Inyección Acumulada de agua-Yacimiento “U Inferior”. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Modelo Dinámico de la arena “U” inferior del Campo Sacha)

Hasta el 1 de julio del 2012 se había inyectado un acumulado de 138.86 MMBls de agua, lo que corresponde al 2.63% del Volumen Poroso Total de la Arena “U Inferior” (5271.4 MMRB), (figura 4-10). El ajuste de la producción de agua presenta una desviación de 5.6 MMBls (4%), y el de petróleo una desviación de 3.6MMBls (1.7%) (Figura 4-10).

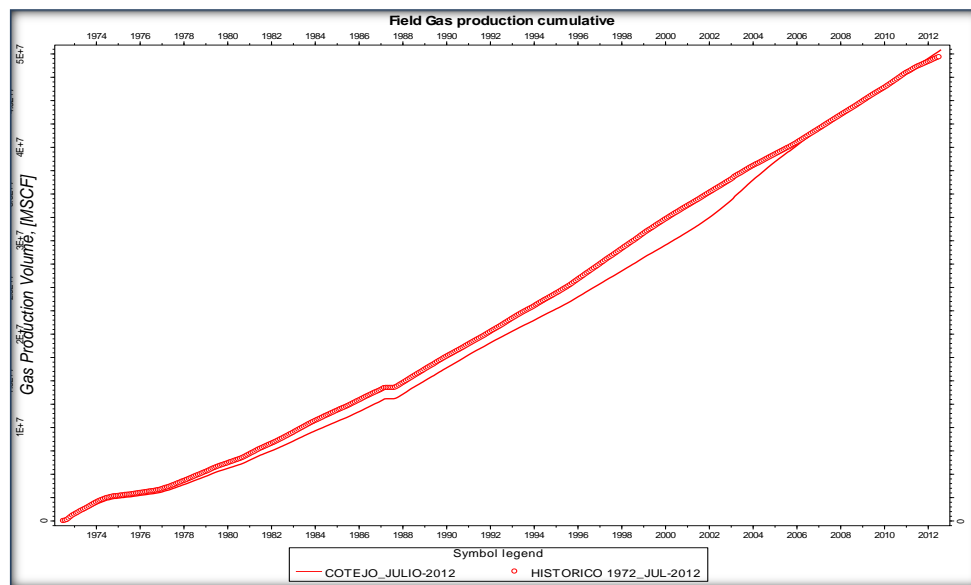


Figura 4-11: Ajuste Histórico de la producción acumulada de gas. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Modelo Dinámico de la arena “U” inferior del Campo Sacha)

La producción de gas simulada tuvo un buen ajuste histórico hasta el año 1993, año en el que se incrementó su producción porque la presión en el área de drenaje de algunos pozos, declinó por debajo de la presión de burbuja (figura 4-11). Históricamente, en muy pocas mediciones se han registrado valores de RGP superiores a 240 PCN/BPN.

En cuanto a la presión, su comportamiento está ligado al volumen de extracción de los fluidos del yacimiento, se observa una caída de 216 lpc/año o 5,76 lpc /100 MB de petróleo hasta que se produce una estabilización con la inyección de agua. Se consigue un mantenimiento de la presión en 1.400 lpc por aproximadamente 10 años, luego cae por el mayor volumen de extracción y principalmente por reducción del volumen de agua inyectado; también por recirculación del agua de inyección a través de mayor número de pozos productores y finalmente por la pérdida de energía al producirse mayores volúmenes de gas libre alrededor de aquellos pozos cuyas áreas de drenaje se encuentran por debajo de la presión de burbuja (figura 4-12).

Finalmente, los volúmenes de fluidos originalmente en sitio calculados por el simulador, obteniendo los siguientes resultados:

Petróleo originalmente en sitio: 1038,7 MMBN.

Gas originalmente en sitio: 238,9 MMMPCN.

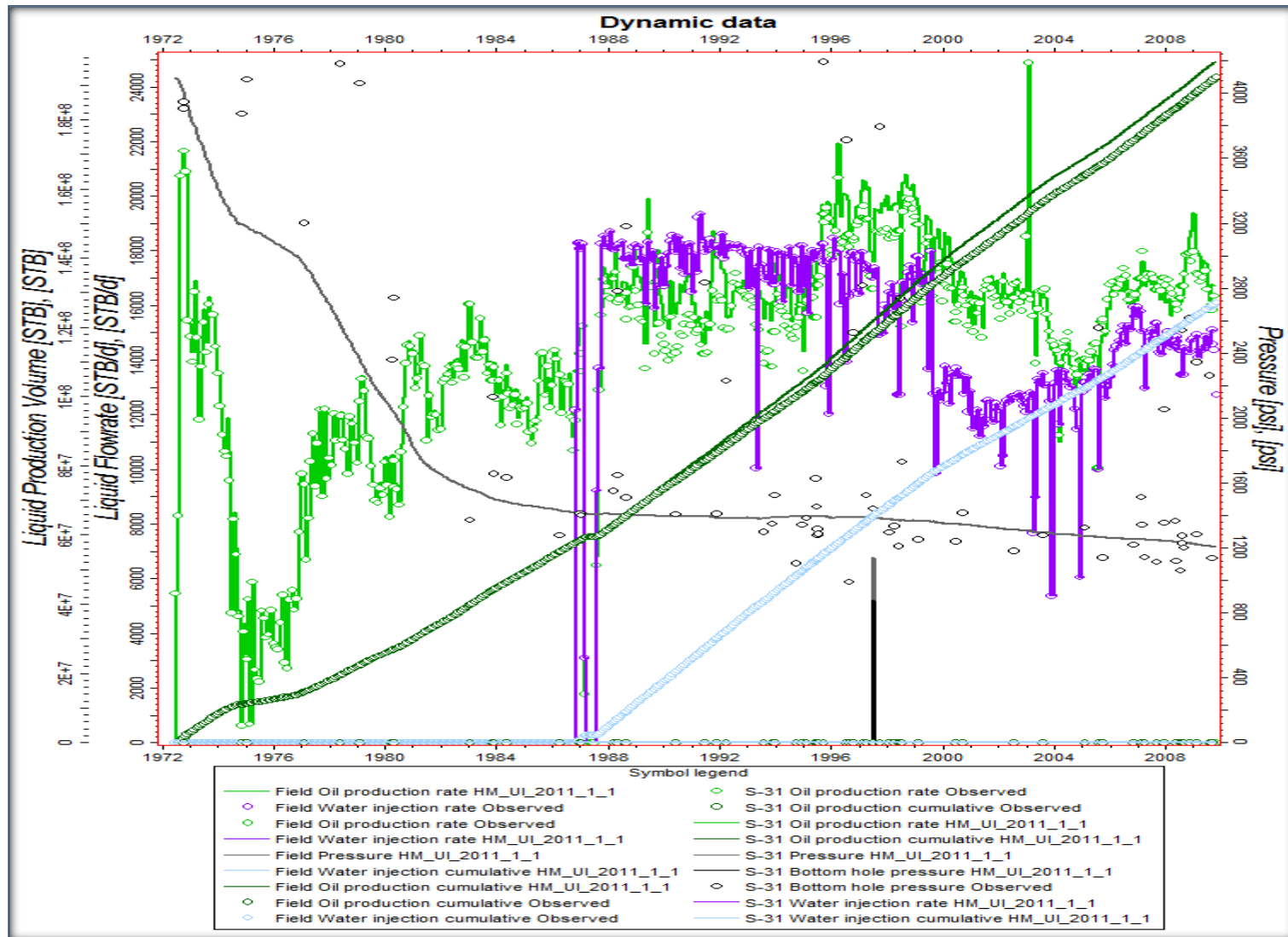


Figura 4-12. Comportamiento de Producción e Inyección de Fluidos- Reservorio “U Inferior”.

(Fuente: Modelo Dinámico de la arena “U” inferior del Campo Sacha)

4.3. EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROCESO DE EOR POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES.

La elección de un proceso de recuperación mejorada de petróleo para su uso en un reservorio en particular, depende de varios factores; la saturación y las propiedades de los fluidos del yacimiento, las condiciones del yacimiento y la heterogeneidad del reservorio.

Existen diversas formas de selección que por lo general deben ser combinadas para advertir un buen escenario de decisión de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y tener un progreso racional, para propósito de este análisis se utilizaron criterios de selección convencional y selección geológica.

- La selección convencional, es con la que más ingenieros están familiarizados, y se lleva a cabo habitualmente mediante la comparación de las propiedades medias de yacimientos con datos en una tabla de consulta que contiene los límites de validez para cada parámetro considerado importante.
- La selección geológica es una manera de ver el tipo de reservorio en términos de heterogeneidad, conectividad y otras características geológicas que se ha encontrado son importantes en la gestión del riesgo o que se correlacionan con el rendimiento del proceso.^[32]

4.3.1. SELECCIÓN CONVENCIONAL

El método más comúnmente utilizado para la selección de los procesos de recuperación de un reservorio es la llamada Selección Convencional, la cual puede ser referida como "go-no go" (pasa-no pasa) de selección. Esta estrategia se basa en tablas de consulta donde los intervalos de validez se establecen sobre la base de consideraciones de ingeniería mediante la recopilación de "opiniones de expertos" o mediante el análisis de datos de casos de campo exitosos. Una combinación de todos estos enfoques es la situación más probable de encontrar.

En este método de selección, el promedio normalmente representativo del fluido y las propiedades del yacimiento de un campo en particular bajo evaluación se comparan con los intervalos de las tablas de consulta de procesos llevados a cabo con éxito en campos análogos

^[32] ALVARADO V.; MANRIQUE E., Enhanced Oil Recovery, "Field Planning and Development Strategies"

para decidir si el campo o reservorio es adecuado para un proceso de recuperación dada. Limitaciones y rangos de aplicación han sido establecidos en pruebas a nivel de laboratorio, pruebas piloto y a escala comercial, las cuales se detallan en la figura 4-13 y tabla 4-8.

Las pruebas de campo generalmente están dirigidas en reservorios dónde la variación en las propiedades de la roca no son tan grandes para ocultar los resultados de la prueba de desplazamiento debido a las heterogeneidades del depósito. Estos reservorios tienden a ser areniscas relativamente limpias con un volumen de la arcilla moderado.

De acuerdo a las características del yacimiento y de fluidos de la arena “U Inferior” (tabla 4-6 y 4-7), se realizó una evaluación y comparación de estas con los rangos de aplicación de los procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de polímeros y surfactantes (figura 4-13 y tabla 4-8).

Como se puede ver en la figura 4-13 el °API de la arena U se encuentra dentro del rango de aplicación de los procesos de inyección de polímeros y surfactantes. La viscosidad del petróleo es suficientemente baja y la permeabilidad esta dentro del rango. La profundidad esta en el límite del rango de aplicación, pero la temperatura del yacimiento esta 18°F por encima del límite del rango de aplicación (200°F) (tabla 4-7).

°API_Min.	°API_Max.	°API_Prom. Ponderado
16.5	28.2	26.64

Tabla 4-6: °API promedio ponderado.

(Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM)

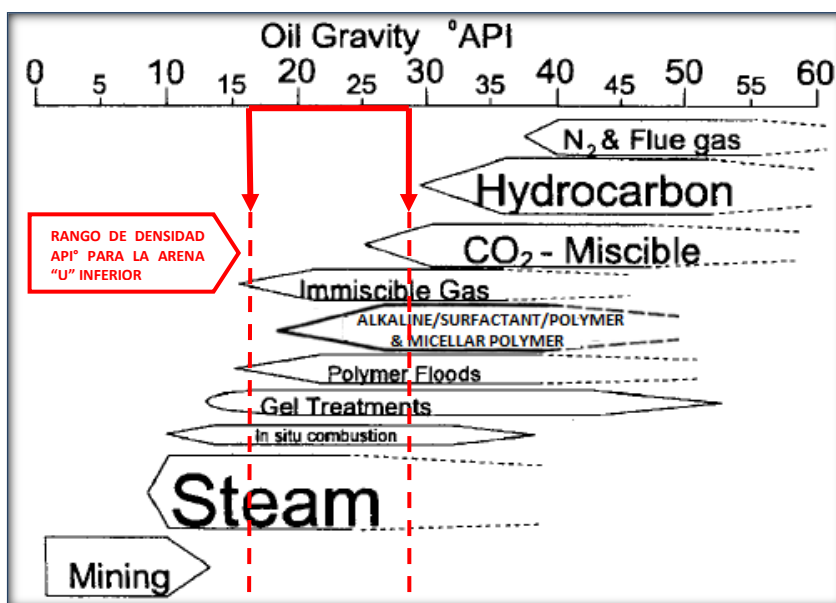


Figura 4-13: Rango de densidades API° para la Selección adecuada de los diversos métodos de EOR (Fuente: Taber et al).

YACIMIENTO	U INFERIOR
Mecanismos de Production	Inyección de agua y expansión de rocas y fluidos
Profundidad TVDSS (Pb _{nm})	8.580
Presión inicial (lpc)	3.915
Presión actual (lpc)	1.500
Presión de burbuja (lpc)	960
Temperatura (°F)	218
Viscosidad del petróleo @ P y T (cP)	4,4 – 3,7
Viscosidad del agua@ P y T (cP)	0.3087
Solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)	250
Gravedad del Petróleo (°API)	26,64
Factor Volumérico inicial del petróleo (B _Y /BN)	1,253
Salinidad (ppm C I)	Norte= 48.000; Noroeste= 39.000; Sur= 25.000
Saturación inicial de agua (%)	10,0
Porosidad (%)	15,0
Permeabilidad (mD)	340

Tabla 4-7: Características promedio de la arena “U Inferior” del Campo Sacha.
(Realizado por: Diego Ponce, Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM)

Las arenas son las rocas que permiten mejores resultados en los procesos de EOR por inyección de polímeros y surfactantes. Las características del yacimiento de la arena “U

Inferior”, a excepción de la temperatura se encuentran dentro del rango de aplicación de los procesos de EOR por inyección de polímeros y surfactantes. Lo cual nos indica que este método es candidato para que sea aplicado en este yacimiento.

Oil Properties				Reservoir Characteristics					
EOR Method	Gravity (API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Perm (md)	Depth (ft)	Temp (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)									
Nitrogen & flue gas	>35.748.7	<0.4~0.2~	High percent of C ₁ to C ₇	>40.775.7	Sandstone Or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6000	NC
Hydrocarbon	>23.741.7	<3~0.5~	High percent of C ₂ to C ₇	>30.780.7	Sandstone Or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4000	NC
CO ₂	>22.736.7	<10~1.5~	High percent of C ₅ to C ₇	>20.755.7	Sandstone Or carbonate	Wide range	NC	>2500	NC
Immiscible gases	>12	<600	NC	>35.770.7	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1800	NC
Enhanced Waterflooding									
Micellar Polymer, ASP/Alkaline	>20.735.7	<35~13~	Light, inter-Mediate some organic acids for alkaline floods	>35.753.7	Sandstone preferred	NC	>10.7450.7	>9000 ~3,250	>200 ~80
Polymer Flooding	>15	<150,>10	NC	>50.780.7	Sandstone preferred	NC	>50	<11,500 ~3,500	>100 ~135
Thermal/Mechanic									
Combustion	>35.748.7	<5,000 ↓ 1,200	Some Asphaltic Components	>50.772.7	High-porosity Sand/sandstone	>10	>50	<11,5000 ~3,500	100 ~135
Steam	>8 to 13.5	<200,000 ↓ 4,700	NC	>40.766.7	High-porosity Sand/sandstone	>20	>200.72,540.7	<4500 ~1,500	NC
Surface Mining	7 to 10	Zero Cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable Tar sand	>10	NC	>3:1 Overburden To sand ratio	NC
Microbial									
MEOR	> 15	NC	NC	> 25	NC	NC	> 50	< 8000	<180
Salinity should be less than 15% NaCl and trace elements (As, Se, Ni, Hg) less than 10-15 ppm.									
<small> NC = not critical. Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects. ^aSee Table 3 of Ref. 16. ^b> 3md from some carbonate reservoirs if the intent is to sweep only the fracture system. ^cTransmissibility > 20 md-ft/cp ^dTransmissibility > 50 md-ft/cp ^eSee depth. </small>									

Tabla 4-8: Criterios de Selección para Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo.
(Fuente: “EOR Screening Criteria Revisited- Part 1”, J. J. Taber SPE, F.D Martin and R.S Seright, SPE)

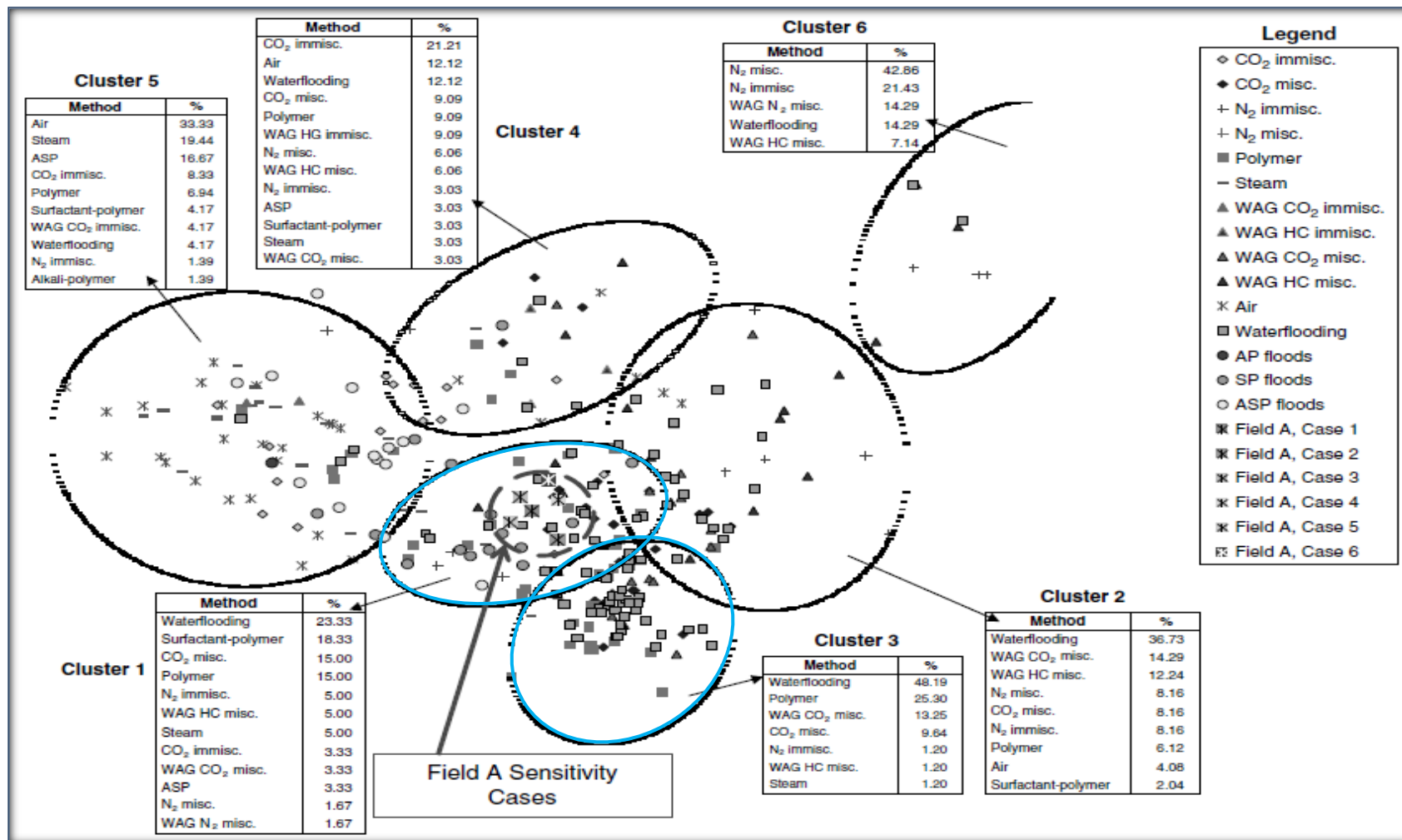


Figura 4-14: Mapa de selección experto con extensión en proyectos de EOR (AP; SP; y ASP) para identificar campos análogos potenciales para la arena “U Inferior” bajo evaluación.

(Fuente: ALVARADO V.; MANRIQUE E., Enhanced Oil Recovery, “Field Planning and Development Strategies”)

Número de Cluster	Regla (rangos de aplicación de cada cluster)
1	$\phi \leq 15.05$, $T \leq 120.5$, $3.35 < \mu \leq 7.6$
2	$\mu \leq 7.6$, $\phi \leq 15.05$, $120.5 < T \leq 255$, $P > 1976$
3	$\phi \leq 15.05$, $120.5 < T$, $\mu \leq 3.5$
4	$\mu \leq 7.6$, $\phi > 15.05$, $T \leq 145$, $k > 375$
5	$T \leq 255$, $\mu > 7.6$, $k > 81.25$, $\phi > 9.75$
6	$T > 255$, $API > 40.75$

Tabla 4-9: Parámetros básicos de propiedades y características de los reservorios de cada uno de los clusters. (Fuente: ALVARADO V.; MANRIQUE E., Enhanced Oil Recovery, “Field Planning and Development Strategies”)

	Porosity (%)	Temp. (°F)	Pressure (psi)	Permeability (mD)	Oil Gravity (°API)	Oil Viscosity (cP)
Case 1	18	120	1000	100	34	2
Case 2	15	120	1000	50	34	2
Case 3	18	120	1000	200	34	2
Case 4	18	120	1500	100	34	1
Case 5	18	120	500	100	34	3
Case 6	18	149	1000	100	34	2

Tabla 4-10: Datos de entrada para desarrollar el análisis de sensibilidades del Campo A (figura 4-15). (Fuente: ALVARADO V.; MANRIQUE E., Enhanced Oil Recovery, “Field Planning and Development Strategies”)

Possible Analog	Porosity (%)	Temperature (°F)	Pressure (psi)	Permeability (mD)	Oil Gravity (°API)	Oil Viscosity (cP)
Lawrence Field, IL	20	65	300	180	34	24
North Burbank, OK	16	120	1350	52	39	3

Tabla 4-11: Parámetros básicos de posibles reservorios análogos. (Fuente: ALVARADO V.; MANRIQUE E., Enhanced Oil Recovery, “Field Planning and Development Strategies”)

Como se observa en la figura 4-14 y 4-15, la evaluación o screening realizado por Alvarado 2002 y Alvarado y Manrique 2010, le concede a diferentes procesos o métodos de recuperación un porcentaje de aplicación, este porcentaje es calculado en base al número de proyectos reportados de una base de datos para cada proceso y es clasificado de acuerdo a los parámetros, características y condiciones de cada reservorio. Esto es llevado a cabo con el fin de comparar propiedades medias de un yacimiento con los datos de una base de datos de distintos campos sometidos a diferentes procesos de EOR, los que son presentados en este tipo de tablas de consulta, los cuales representan y/o contienen los límites de validez para cada proceso.

De acuerdo a la figura 4-14 presentada por Alvarado, el cluster 1 y cluster 3 presentan el mayor porcentaje de validez para el proceso de inyección P, SP, AS y ASP (18.33% y 25.30%). Utilizando la tabla 4-9, 4-10 y 4-11 se puede establecer que de acuerdo a las características de la arena U y de los fluidos presentes en esta (tabla 4-6 y 4-7), el yacimiento “U Inferior” del campo Sacha estaría ubicado en el cluster 1, aunque la temperatura se encuentra por arriba del límite de aplicación para este cluster según la tabla 4-9. El cluster 3 presenta más limitaciones, ya que la viscosidad del petróleo también estaría fuera del rango de validez, aunque es ligeramente inferior, ya que la viscosidad del petróleo de la arena “U Inferior” está en orden de los 4-5 centipoise y el límite de validez para la inyección P, SP, AP y ASP debe ser menor o igual a 3.5 centipoise.

Aunque ciertos parámetros presentados en las tablas 4-6 y 4-7 estarían fuera de rango de aplicación para la inyección P, AS, SP y ASP para la arena “U Inferior”, de acuerdo a los ejemplos presentados en las tablas 4-10 y 4-11, por analogía, se puede concluir de acuerdo a las figuras 4-14 y 4-15, que las propiedades de la arena y de los fluidos del yacimiento “U Inferior” representan un buen candidato a la aplicación de los procesos P, AS, SP y ASP.

La figura 4-15 muestra también (en el cuadro proyectado en la parte superior izquierda de la figura), tres de los seis ejes polares que representan la magnitud de variables tales como la permeabilidad, porosidad y la presión del yacimiento. Por ejemplo, los proyectos ubicados en el lado derecho del cluster 1-1 son reservorios con las presiones más altas. Es importante mencionar que el campo North Burbank presenta información de una inyección exitosa de polímero micelar y una inyección de polímero a una escala comercial que está bien

documentada en (Bradford et al, 1980;. Clampitt y Reid, 1975; Kleinschmidt y Lorenz, 1976; Lorenz, 1986; Trantham, 1983; Trantham et al, 1978).

La temperatura es uno de los principales limitantes de la inyección de polímeros y surfactantes, esto se debe a que en especial los polímeros utilizados para EOR son susceptibles a la degradación por altas temperaturas. Pero de acuerdo a la bibliografía consultada, los datos utilizados para realizar estas graficas están basados en condiciones y características de reservorios que maximizan los efectos de la tecnología y no son un límite irremediable, además con los avances en la tecnología, en la actualidad se puede encontrar polímeros que puede soportar temperaturas muy altas $> 220^{\circ}\text{F}$ hasta 300°F (e-la.tiorco.com), lo cual ya no sería un impedimento para realizar este tipo de procesos.

Independientemente del tipo de polímero la salinidad afecta negativamente a la viscosidad. A mayor salinidad menor viscosidad final de la solución de polímeros. Hoy en día existe una gran variedad de productos que pueden ser utilizados en yacimientos con alta salinidad, pero en términos generales de aplicación, es preferible que la salinidad este por debajo de las 60000 ppm.

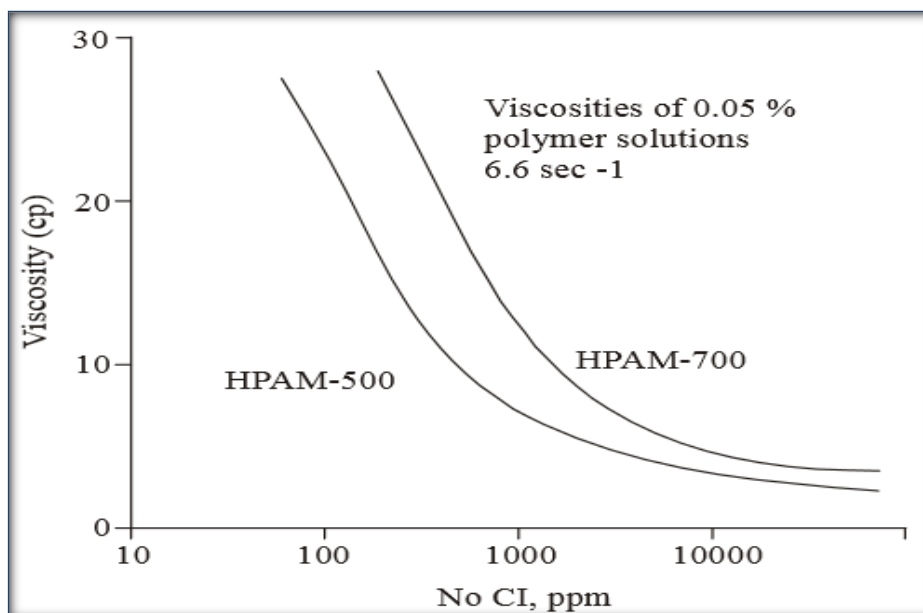


Figura 4-16: Efecto de la salinidad sobre la viscosidad de una solución de polímero al 0.05%.
(Fuente: Alban and Gubitta, 1999)

4.3.2. CRITERIOS GEOLÓGICOS

La heterogeneidad del reservorio existe en todas las escalas, desde lo micro a lo megascópico, como se muestra en la figura 4-17. Como muchos de los procesos de IOR/EOR están diseñados para actuar en micro y meso escalas, los efectos de heterogeneidades se han estudiado a esas escalas, pero se han ignorado heterogeneidades a macro escala tales como las variaciones de facies. Estas pueden tener un gran efecto en un proceso de recuperación mejorada; controlar la magnitud y la naturaleza de la conectividad entre los pozos, compartimentando el reservorio e influir en el equilibrio de las fuerzas viscosas, capilares, y de gravedad.

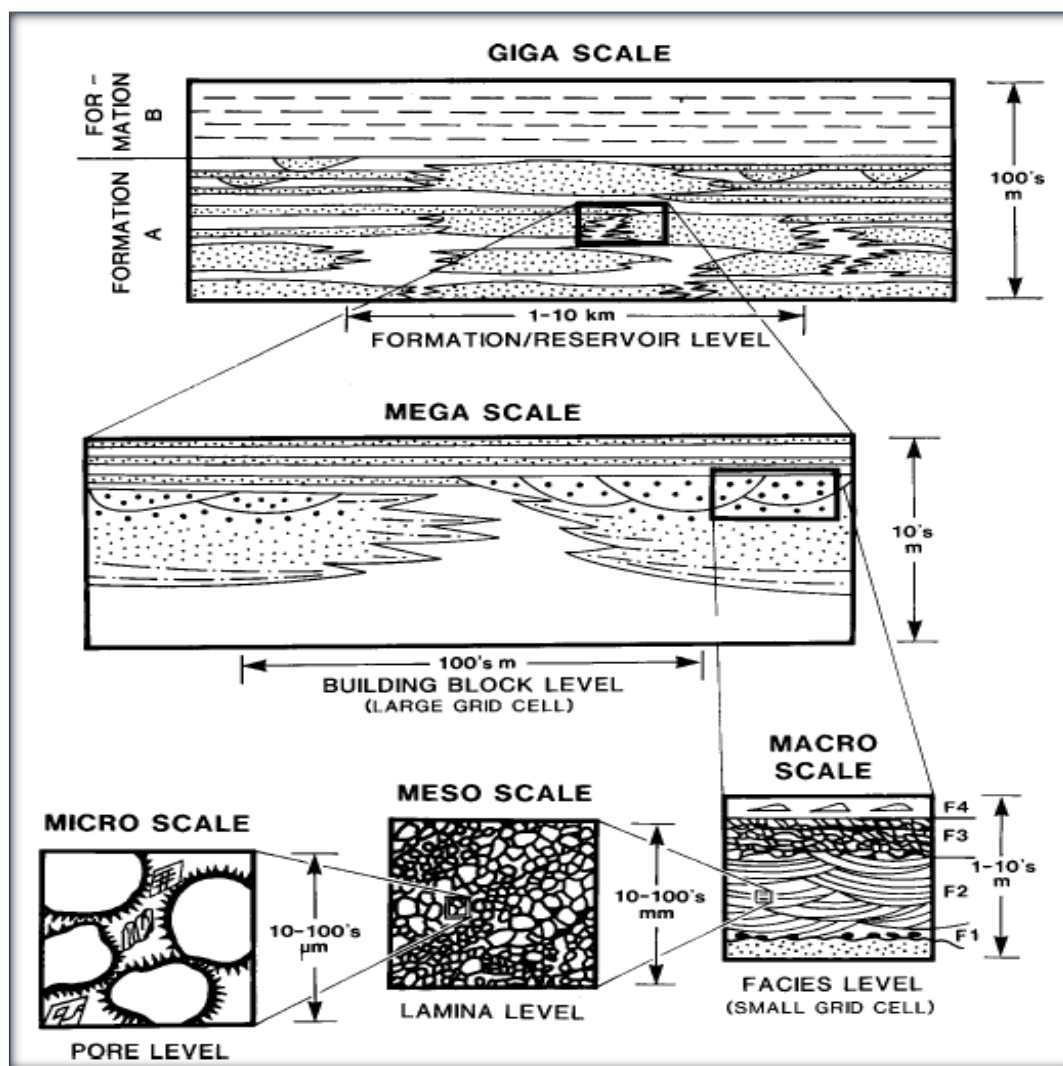


Figura 4-17: Escalas de Heterogeneidad del Reservorio. (de Dryer). Tomado de: (SPE 75148, Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects, pág.9)

A continuación se describen los diferentes niveles de heterogeneidad de los reservorios: ^[33]

- a. Heterogeneidad a Micro-escala en las propiedades tales como la permeabilidad, porosidad y control de la presión capilar del potencial de almacenamiento de petróleo, las tasas de flujo de fluido y el aceite residual (μ metros).
- b. Heterogeneidad a Meso-escala es una función de las estructuras sedimentarias, ondulaciones, cross bedding (cm a m).
- c. Heterogeneidad a Macro escala es creada por la disposición de arenas individuales y cuerpos de arcilla dentro del depósito. Esta arquitectura define la dirección del flujo de fluido entre pozos, determina la forma de drenaje en un reservorio y donde los hidrocarburos permanecen no recuperados. (1m a 100 de metros).
- d. Heterogeneidad a Mega-escala es producto de la yuxtaposición de los principales elementos, diferentes ambientes deposicionales sedimentarios o fallas de compartimentación de gran escala, creando trampas y reservorios. (> 1000 metros)

Los yacimientos de la arenisca U son trampas estratigráficas de ambiente estuarino dominado por mareas con un control tectónico de la sedimentación, los cuerpos de arena coinciden con los mayores espesores totales del intervalo entre las calizas A y B, lo que permite hasta cierto punto predecir la distribución del espesor de arena a partir de la diferencia entre los mapas de esos marcadores obtenidos a partir de datos sísmicos.

Los yacimientos U y Hollín son los que más producen en el Campo Sacha, para esos yacimientos se dispone de modelos geológicos comprobados que permiten ubicar pozos de avanzada a larga distancia de los actuales, lo mismo no es posible con los yacimientos T y Basal Tena, cuya distribución de arena no está todavía bien entendida, por eso los pozos de avanzada tienen como objetivo el yacimiento U en la mayoría de los casos y el yacimiento Hollín en los demás. Lo que hace del modelo geológico de la arena “U Inferior” un modelo con alta confiabilidad en la representación de las características y propiedades de dicha arena. Esto permite aplicar criterios generales de selección geológica de métodos de EOR con bastante confianza sobre este modelo.

^[33] DREYER, T. ASHTON, M. (ed.) Advances in Reservoir Geology. Geological Society Special Publications No 69, “Geometry and Facies of Large-Scale Flow Units in Fluvial-Dominated Fan-Delta Front Sequences”, p135-174, (1993).

Tyler y Finley^[34] encontraron que como la heterogeneidad a macro escala de reservorios clásticos es a menudo un producto del ambiente deposicional, es predecible y puede ser caracterizada en términos de heterogeneidad alta, moderada o baja, vertical y lateral. La figura 4-17 muestra la matriz de heterogeneidad para ambientes clásticos deposicionales desarrollados por ellos.

		Heterogeneidad Lateral		
		BAJA	MODERADA	ALTA
Heterogeneidad Vertical	BAJA	Delta dominado por olas Barras de anteplaya	Barras de desembocaduras Frente deltaico proximal★ Depósitos de mareas Llanuras de inundación	Meandros ¹ Delta dominado fluvialmente ¹
	MODERADA	Eolico Delta modificado por olas (distal)	Fan delta Abanicos aluviales Frente deltaico distal Delta modificado por mareas (proximal)★	Corrientes entrelazadas Delta dominado por mareas
	ALTA	Turbiditas de fondo de cuenca	Meandros de grano grueso	Delta dominado fluvialmente ² Meandros de grano fino ² Abanico submarinos ²
		¹ unidades simples		² Sistemas apilados

Figura 4-18: Matriz de heterogeneidad clástica Tyler y Finley (Tyler y Finley3). (★ Ambiente de depósito de la arena “U” inferior de la formación Napo del Campo Sacha) (Fuente: Tyler, N. & Finley, R. J. “Architectural Controls on the Recovery of Hydrocarbons from Sandstone Reservoirs,”)

^[34] TYLER, N.; FINLEY, R. J. SEPM Concepts in Sedimentology and Palaeontology, “Architectural Controls on the Recovery of Hydrocarbons from Sandstone Reservoirs,” V3, p3-7, (1991).

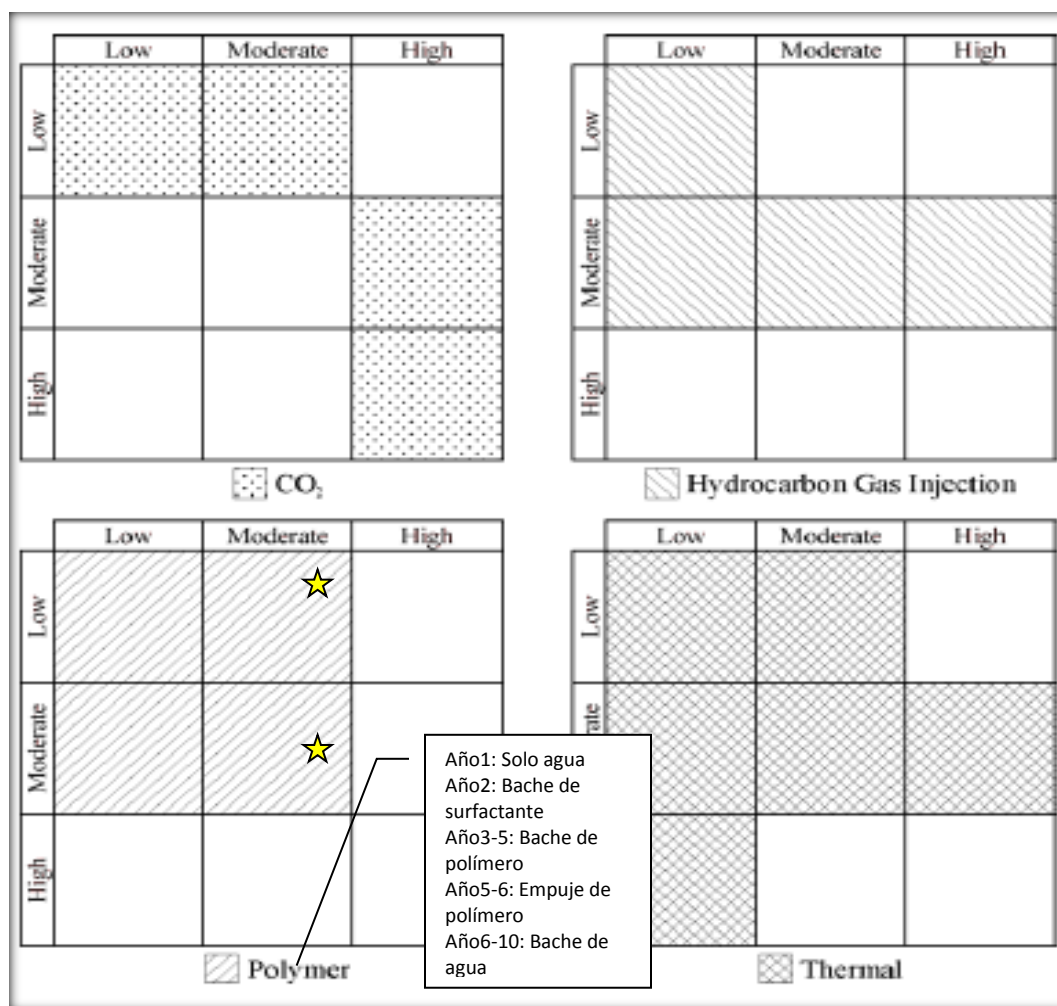


Figura 4-19: Matrices de heterogeneidad de Tyler y Finley que muestra las zonas donde los diferentes procesos IOR/EOR tienen éxito. (En este caso Polymer hace referencia a una inyección por baches de polímero y surfactante) (Ambiente de depósito de la arena “U” inferior de la formación Napo del Campo sachá) (Fuente: SPE 75148, Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects)^[35]

De acuerdo la figura 4-18, la heterogeneidad predominante para esta área es la encontrada en el recuadro N°2 y 5 donde la heterogeneidad lateral va de baja a baja a moderada y la heterogeneidad vertical es moderada, para este tipo de heterogeneidad los procesos de recuperación mejorada por inyección de polímeros y surfactantes se aplican.

^[35] HENSON r., SPE 75148- Schlumberger DCS, Adrian Todd and Patrick Corbett, Heriot-Watt University, “Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects”

Hay que tener en cuenta que los métodos de selección presentados arriba, de ninguna manera tienen la intención de garantizar la aplicabilidad de los procesos, sino que proporciona información de referencia en cuanto a experiencias en otros campos u otros casos, que pueden ser utilizados para evaluar y orientarse en un proyecto de interés.

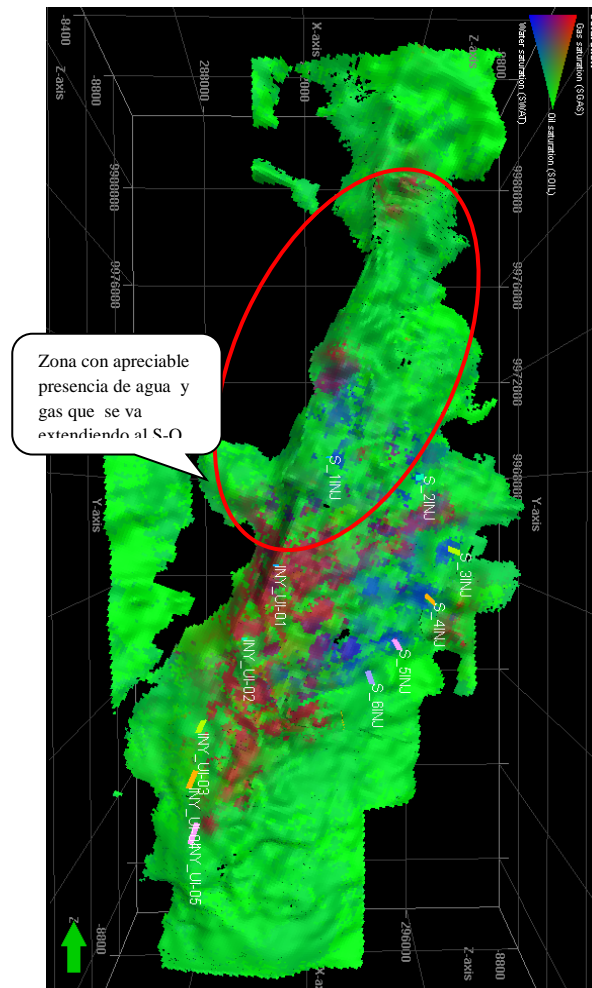
4.4. SELECCIÓN DEL ÁREA DE EVALUACIÓN

Basados en los criterios utilizados para la selección del proceso de EOR establecidos en la sección anterior, se busca la mejor área para la aplicación del proceso de Inyección de polímeros y surfactantes. Para esto se utilizó el modelo del área de la arena “U” inferior del Campo Sacha, la cual nos permite visualizar de mejor manera la distribución de las propiedades geológicas, estratigráficas y petrofísicas del área, así como la distribución de los pozos y potenciales productores e inyectores para el modelo de inyección.

Entre los diferentes criterios de selección analizados anteriormente, se enuncia que el proceso de inyección de polímeros y surfactantes proporciona mejores resultados en zonas con una alta saturación de petróleo, y que las zonas que han sido sometidas a recuperación secundaria con inyección de agua, pueden presentar una disminución en la eficiencia del proceso, así como también la presencia una gran capa de gas.

Como se observa en la figura 4-19, el área Norte y área Sur del modelo de Saturación Ternaría (W, O, G) de la arena U, no presenta saturación de agua o es escasa. Al contrario del área central, la cual presenta una apreciable saturación de agua, esto debido a la inyección de agua que se lleva a cabo en esa zona, aunque también se observa una apreciable saturación gas.

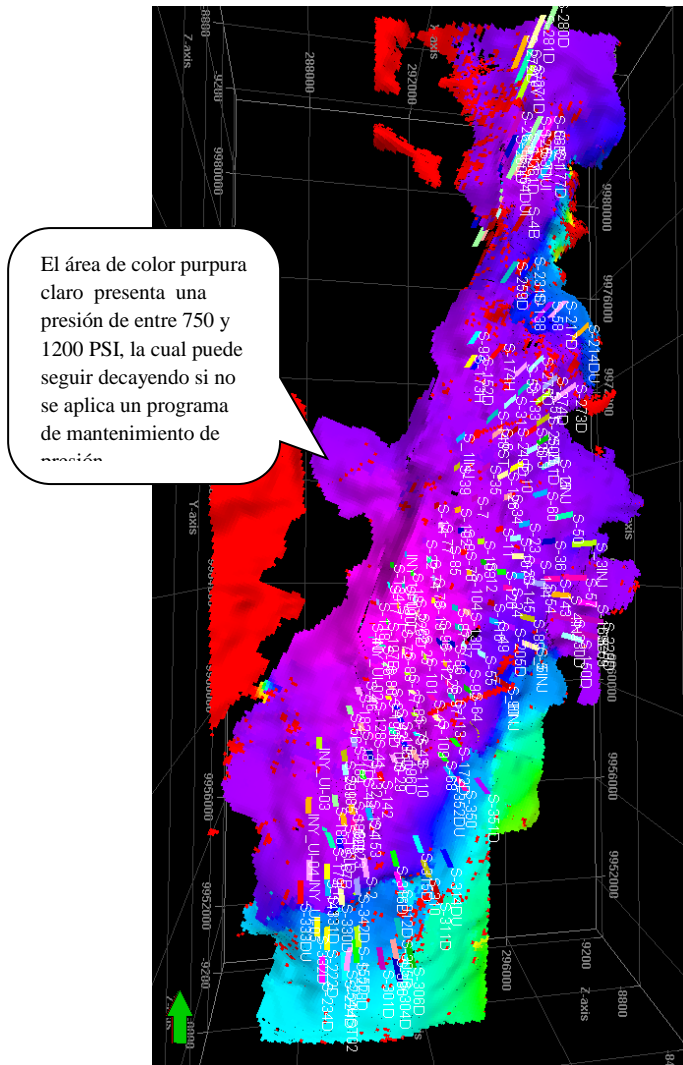
Figura 4-20: Vista Superior – Modelo de Saturación Ternaria (gas, agua, petróleo) a Julio del 2012. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha)



La Inyección de Polímeros y Surfactantes, además de ser un método que mejora la eficiencia de barrido y de desplazamiento del petróleo, sirve como un método de mantenimiento de presión, ya que para inyectar las soluciones químicas, se utiliza también grandes volúmenes de agua, que presentan un mejor desempeño en comparación con la inyección de agua convencional.

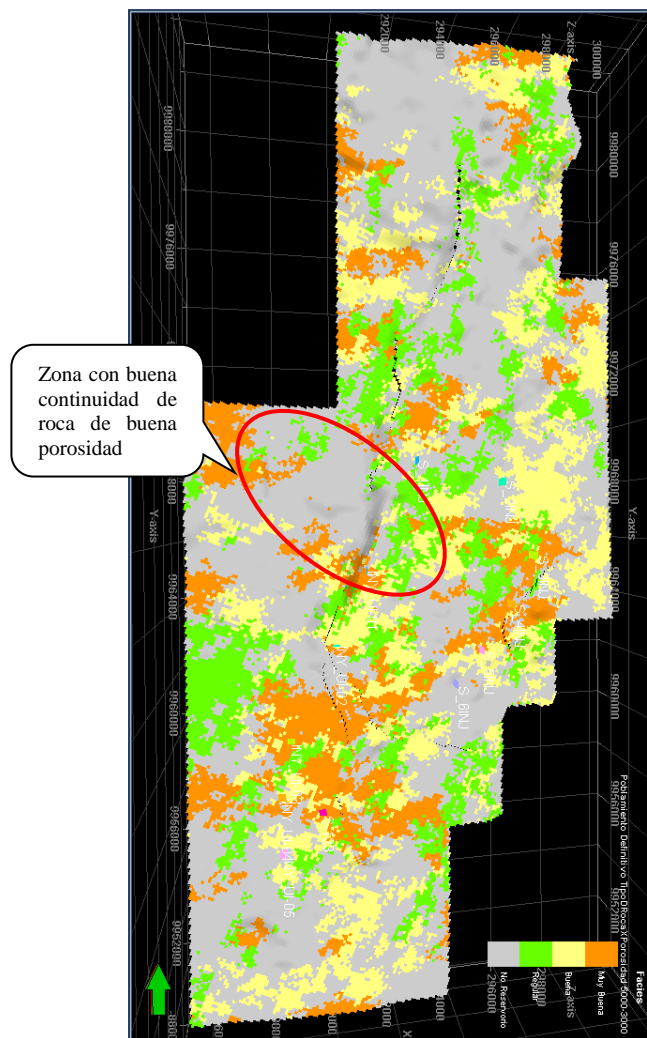
Si observamos la figura 4-20, se puede ver que las zonas con poco poblamiento de pozos en el área sur, tiene relativamente alta presión de entre 1500 y 2500, y que las zonas con mayor poblamiento de pozos tienen una presión de entre 750 y 1200 PSI y presentan una mayor saturación de gas, esto puede ser un efecto del tiempo de producción y la falta de un programa más agresivo de mantenimiento de presión.

Figura 4-21: Vista Superior – Modelo de Presión de la Arena “U Inferior”, zonas de alta y baja presión. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).



Para la inyección de Polímeros y Surfactantes, se debe tener en cuenta la distribución y la calidad de la arena del área que se va a evaluar. Como se observa en la figura 4-21, la zona encerrada en el círculo rojo, presenta buena continuidad de arena con buenas características de reservorio, la cual presenta buena continuidad en casi todas las capas. La arcilla es uno de los limitantes para el proceso de inyección de polímeros y surfactantes, debido al inchamiento que estas presentan al contacto con el agua, la roca que presenta buenas características de reservorio como la porosidad, permeabilidad, constituyen un indicio de baja presencia de arcilla.

Figura 4-22: Vista Superior - Poblamiento del Tipo de Roca como función de la porosidad-capas N°10.
(Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

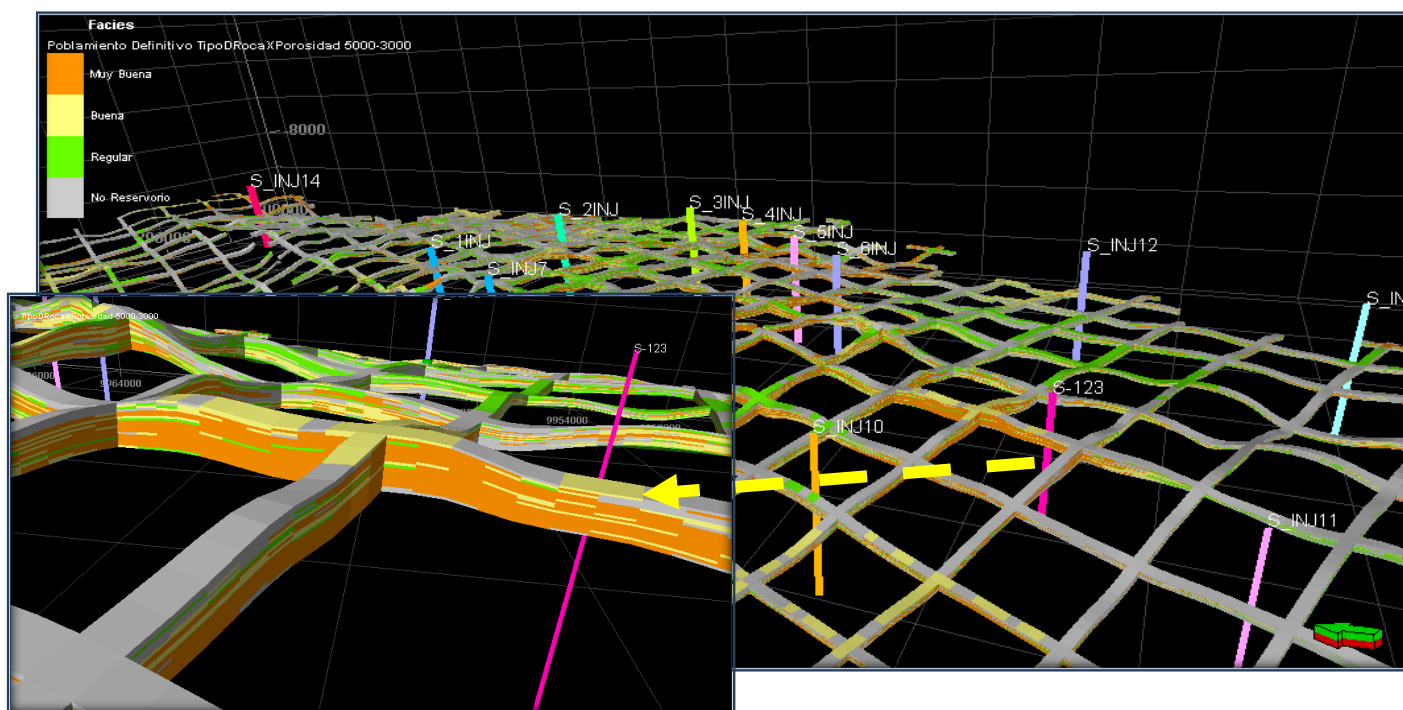


De acuerdo a las graficas y criterios de selección mencionados anteriormente, se encuentra que el el área Sur-Oeste del Modelo de la arena U, puede presentar mayor oportunidades de eficiencia para un proceso de inyección de Polímeros y Surfactantes.

En la siguiente sección se analizará el área Sur-Oeste haciendo un sondeo de los fluidos y propiedades de la roca, lo cual nos permite delimitar con mayor precisión el área para la evaluación de la Inyección de Polímeros y Surfactantes en la arena U.

En la evaluación anterior se pudo apreciar que en la zona SO de la arena U, hay una zona con continuidad de roca de buenas características de reservorio, lo cual se confirma en el sección mostrada en la figura 4-22; en la que la zona referenciada con el pozo S-123, muestra características de roca “muy buenas”, las cuales se presume con buenas posibilidades de eficiencia para este estudio.

Figura 4-23: Área con una buena continuidad del Tipo de Roca como función de la porosidad. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).



La porosidad y permeabilidad son una medida de la cantidad de arcillas que pueden contener los poros de la roca, una buena calidad de roca es un indicio de que la roca presenta cantidades pequeñas de arcilla, lo que es una de las condiciones necesarias para un buen desempeño del proceso de inyección de polímeros y surfactantes. Esto debido a que las arcillas reaccionan con el agua de inyección provocando el hinchamiento de estas y posterior taponamiento de los poros de la roca. La figura 4-24 y 4-25 muestra que esta área presenta una buena medida de la porosidad de la roca.

Figura 4-25: Área con una buena porosidad condicionada a facies. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

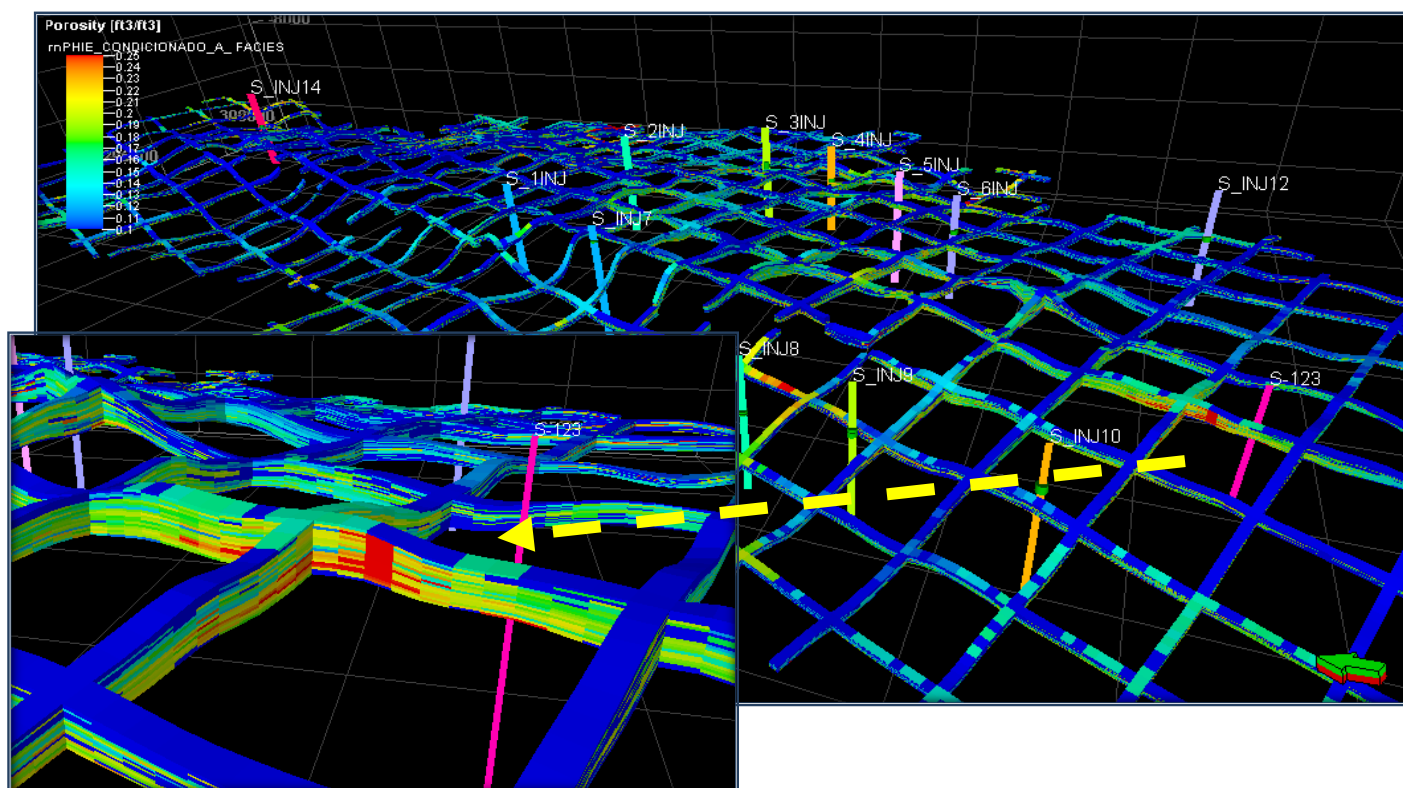
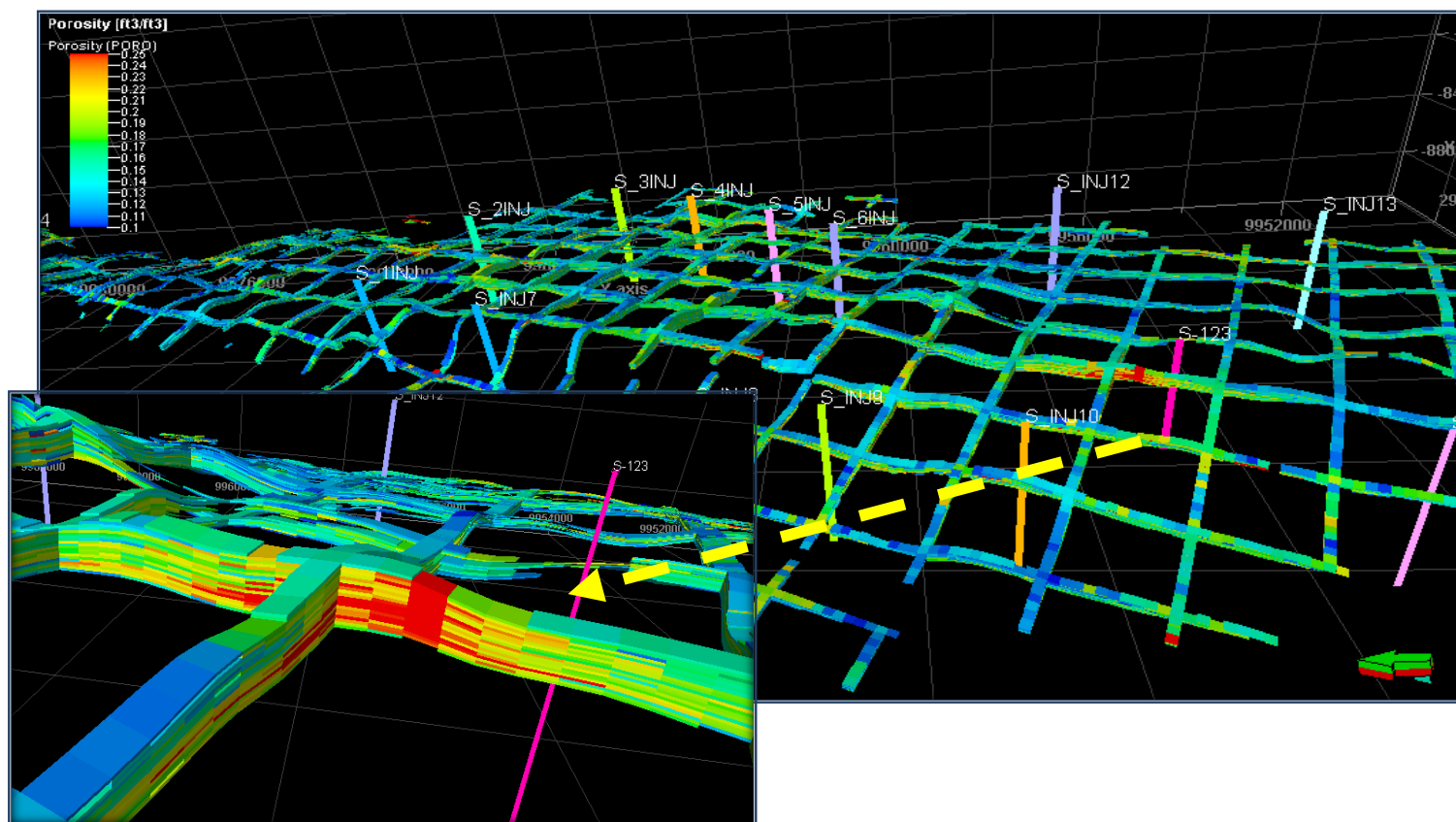
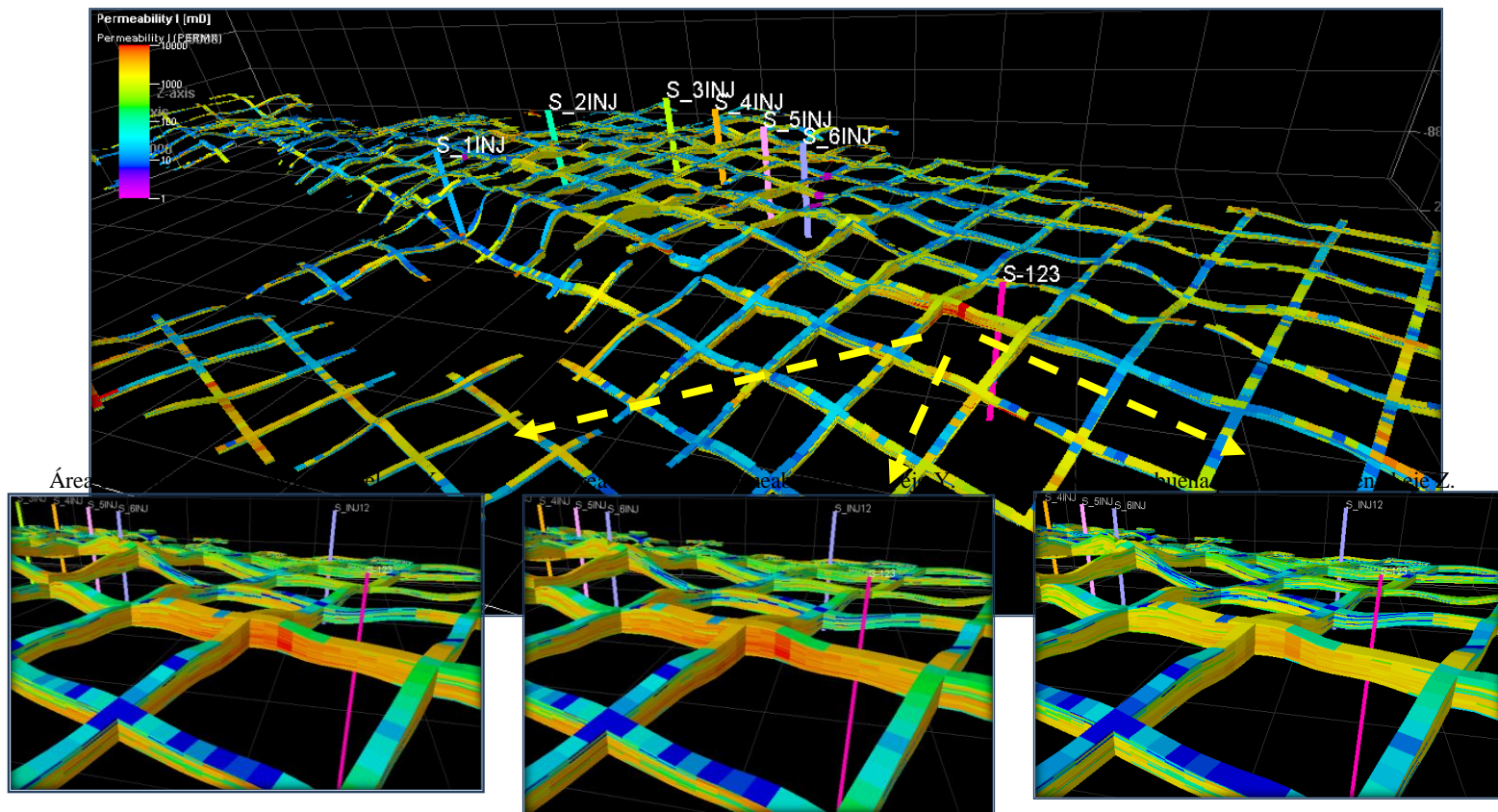


Figura 4-26: Área con una buena porosidad. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).



La permeabilidad es un factor fundamental en la inyección de fluidos a la formación, ya que de esta depende el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, así como del control de la distribución de los fluidos inyectados en el yacimiento. El área mostrada en la figura 4-26, muestra que el área presenta buena permeabilidad tanto en X, Y y Z.

Figura 4-27: Área con una buena permeabilidad en los ejes X, Y, y Z. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).



4.4.1. INDICE DE HETEROGENEIDAD DE LOS POZOS DE LA ARENA “U” INFERIOR

El análisis del Índice de Heterogeneidad (Heterogeneity Index - HI) es el proceso de comparar el desempeño de un pozo, con respecto al de todos los pozos para obtener el desempeño promedio de dicho grupo. En este análisis comparamos las tasas de petróleo y agua a nivel de pozo. Permitiendo identificar aquellos pozos con sub-desempeño y sobre-desempeño. Para esto se utiliza la siguiente ecuación:

$$HI_{Fluido} = \frac{Fluido_{Acum. \text{ del Pozo}}}{Fluido_{Acum. \text{ Promedio Pozo}}} - 1 \quad EQ. 60$$

Uno es restado de la proporción para normalizar el Índice de Heterogeneidad, ya que el promedio de todos los pozos es igual al cero.

La idea es comparar cada pozo individual en el Campo Sacha con el comportamiento del promedio de todos los pozos de dicho campo a nivel de la misma área. Las diferentes anomalías observadas en la producción de pozos de petróleo se atribuyen posiblemente a uno o más de los siguientes factores:

1. Tiempo de producción de los pozos
2. Presión de Reservorio
3. Método de Completación
4. Calidad de Reservorio

Los Índices de Heterogeneidad de producción identificaran cuatro cuadrantes en el yacimiento.

Estos cuadrantes se descomponen en área de producción: con alta producción de petróleo y alta producción de agua (Cuadrante I); baja producción de agua y alta producción de petróleo (Cuadrante II); baja producción de agua y baja producción de petróleo (Cuadrante III); y alta producción de agua y baja producción de petróleo (Cuadrante IV).

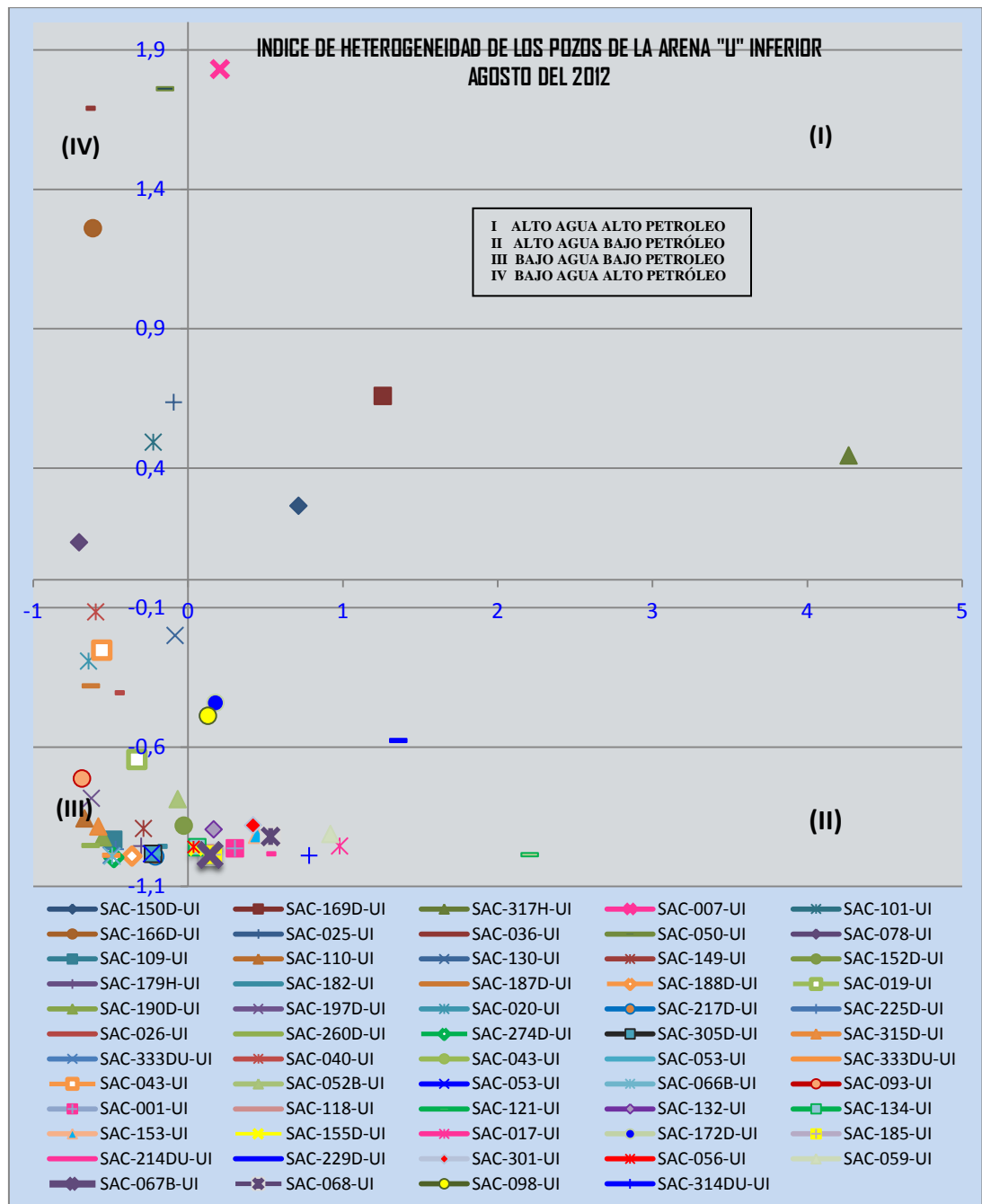


Figura 4-28: Índice de Heterogeneidad para los Pozos de la Arena "U" Inferior a Agosto del 2012. (Fuente: Gerencia de Yacimientos-RIONAPO CEM, Base de datos del DSS.)

De acuerdo a los resultados del índice de heterogeneidad graficados en la figura 4-27, se puede apreciar que los pozos en el cuadrante I (S-150, S-169 y S-7) se encuentran ubicados cerca a los pozos inyectores (figura 4-28), además pozos del cuadrante II, que tienen una producción de petróleo por encima del promedio (S-229, S-017, S-098 y S-172) también se encuentran cerca a los inyectores y la mayoría de los pozos que no se encuentran cerca de los inyectores se encuentran en el cuadrante III, con producción de agua y petróleo bajo el promedio de los pozos del Campo. Esta es una evidencia de que la inyección de agua, es un

método de mantenimiento de presión eficaz en la arena U. Adicional a esto se puede evidenciar que la caída de presión está afectando en gran medida a la producción de los pozos (cuadrante III), pero también se evidencia que los pozos del área del pozo S-123 antes mencionada con buenas características geológicas y petrofísicas, evidentemente presenta buenas características de reservorio, ya que los pozos como el S-132, S-153, S-67B, tienen buena producción de petróleo por encima del promedio y el S-52B muy cerca del promedio (cuadrante IV) a pesar de encontrarse en una zona de baja presión. Estas condiciones pueden ser mejoradas en pro del aumento de producción por medio de un sistema de mantenimiento de presión y recuperación de petróleo.

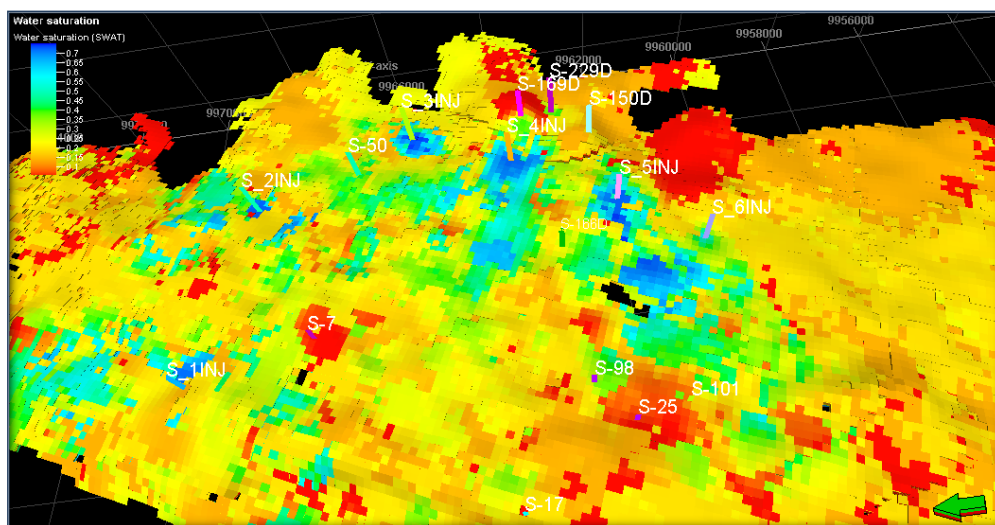


Figura 4-29: Pozos con alta producción de petróleo y alta producción de agua (sacha central y norte1). (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha)

4.4.2. SELECCIÓN DE POZOS Y DEL ARREGLO DE INYECCIÓN

El área escogida para la evaluación de la inyección de polímeros y surfactantes (referenciada anteriormente con el pozo S-123) muestra un arreglo de 7 pozos con el pozo S-52B en el centro del arreglo y con los pozos S-123, S-153, S-181D, S-188D, S-186 y S-124, alrededor de este (ver figura 4-29). Para este estudio se decidió tomar el arreglo original de estos pozos, convirtiendo al pozo S-52B, el cual está en el centro del arreglo en el inyector S-INJ_52B, sin necesidad de perforar pozos adicionales, lo cual se considera una ventaja al momento de realizar un análisis económico.

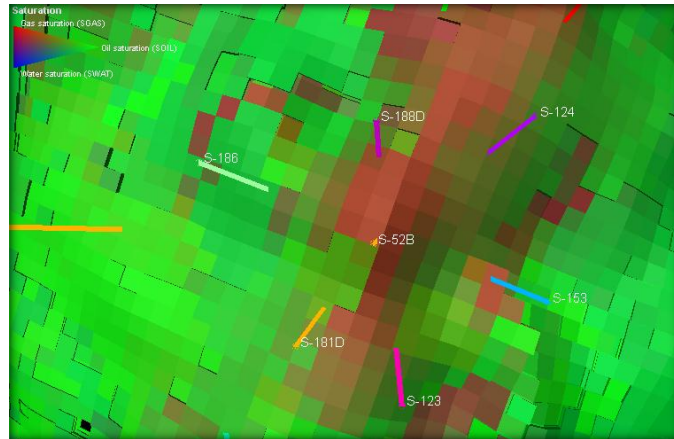


Figura 4-30: Ubicación original de los 7 pozos del arreglo escogido para la evaluación de la inyección de polímeros y surfactantes en la arena Ui. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha)

En la figura 4-30 se muestra la correlación entre pozos del arreglo, en la cual se evidencia la continuidad de la arena entre estos pozos, además de que se puede observar que la porosidad es buena a lo largo de toda la sección.

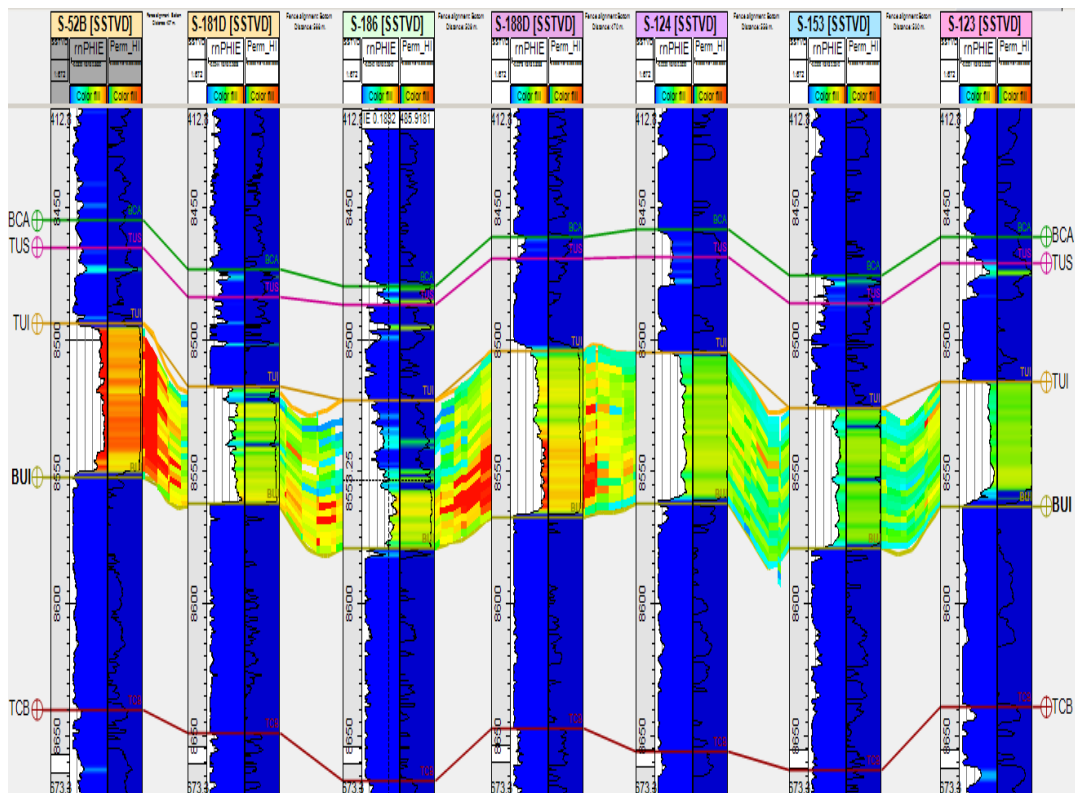


Figura 4-31: Correlación de los 7 pozos del arreglo escogido para la evaluación de la inyección de polímeros y surfactantes en la arena Ui. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha)

Los pozos S-123, S-124, S-153, S-181D, S-186 y S-188D se tomaron como productores. Los pozos S-124 y S-186, se encuentran cerrados antes de la fecha de comienzo de la predicción 01/08/2012. Los pozos S-181D, S-186 y S-188D, luego de un periodo de producción (antes de que comience la inyección de agua, surfactante y/o polímeros en junio del 2013), se cierran automáticamente debido a su baja producción de petróleo; la cual cae por debajo del límite económico (40 BPPD). A los pozos cerrados antes del comienzo de la inyección, se los vuelve a abrir luego de 2 meses del comienzo de la inyección de agua, surfactante y/o polímeros.

4.4.3. HISTORY MATCH DE LOS POZOS DEL ARREGLO DE INYECCIÓN

En las figuras 4-31 y 4-32 se muestra el cotejo de la tasa y acumulado de producción de petróleo histórica con la del modelo de simulación (COTEJO JULIO 2012). Como se observa en la figura 4-31, el cotejo de la producción de petróleo para los pozos que tienen una larga historia de producción es muy buena (pozo S-153), para los pozos con una corta historia de producción, como el pozo S-123, se tiene divergencias en la tasa de producción, pero en el acumulado estas son mínimas.

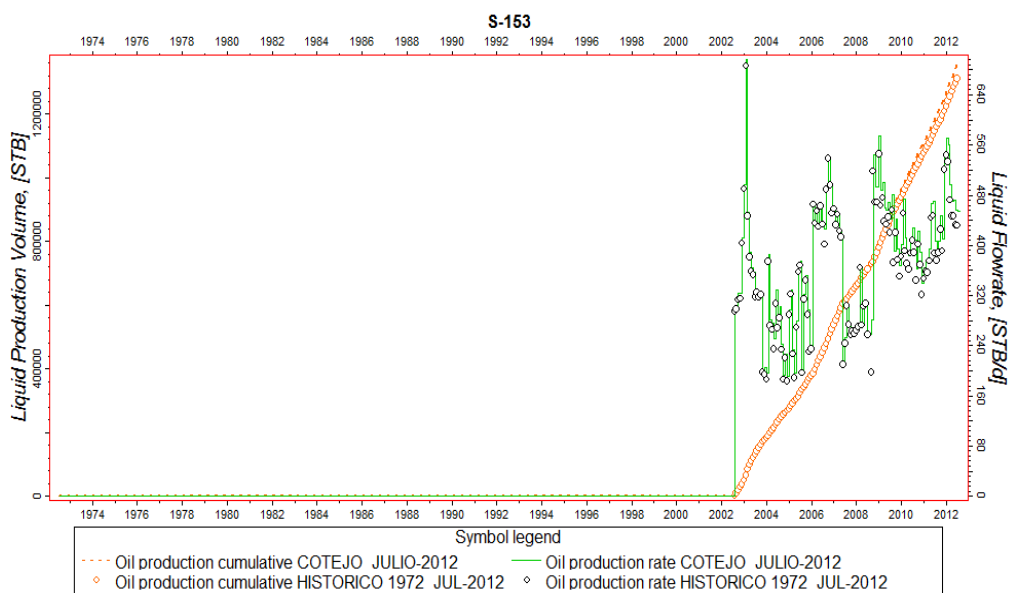


Figura 4-32: Cotejo de la Tasa y Acumulado de producción de petróleo Histórico vs. COTEJO JULIO 2012– Pozo S-153.. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

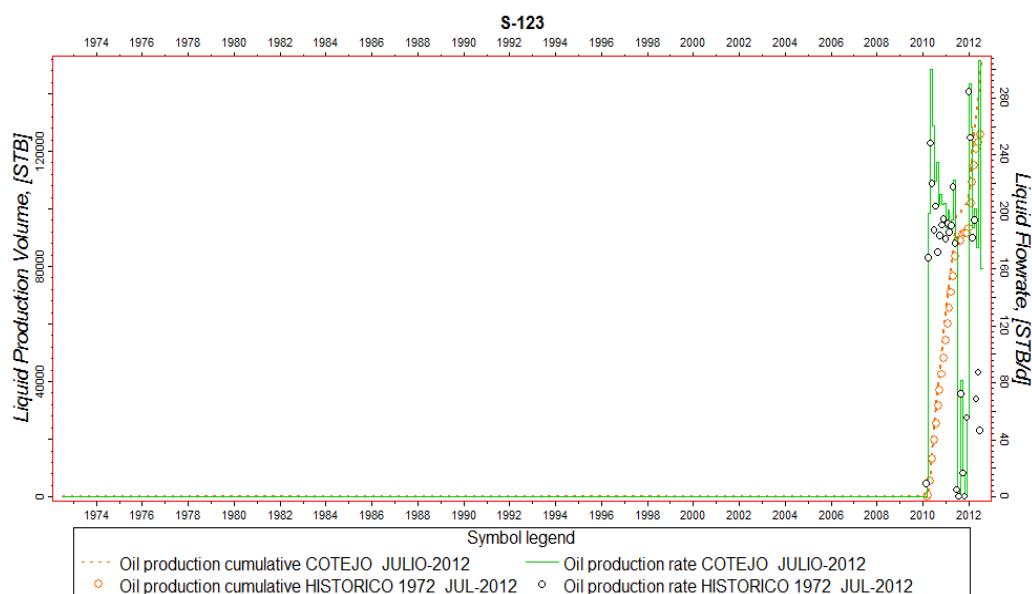


Figura 4-32: Cotejo de la Tasa y Acumulado de producción de petróleo Histórico vs. COTEJO JULIO 2012 – Pozo S-123. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

Como se menciona anteriormente en este estudio, el modelo Estático y Dinámico de simulación de la arena “U” inferior del campo Sacha es confiable, aunque se tiene cierta incertidumbre, esta es propia de cualquier modelo de simulación. La calidad y cantidad de información utilizada en el ajuste es buena y permite realizar el análisis de sensibilidades con una incertidumbre aceptable. Esto permite realizar predicciones y sensibilidades de variables como las que se tiene en un modelo de inyección de polímero y surfactantes para su posterior análisis.

4.5. MODELAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES CON EL SOFTWARE DE YACIMIENTOS PETREL 2011.1

4.5.1. ECUACIONES DE MODELAMIENTO DE LA OPCIÓN: THE POLYMER FLOOD MODEL^[36]

El flujo de la solución de polímero a través del medio poroso se supone que no tiene influencia en el flujo de las fases de hidrocarburos. Las ecuaciones estándares de Black-Oil (petróleo negro), se utilizan para describir las fases de hidrocarburos en el modelo.

^[36] Schlumberger’s Eclipse Reservoir software manuals 2010.2

Se requiere la modificación de la ecuación estándar acuosa (agua) y ecuaciones adicionales son necesarias para describir el flujo de polímero y salmuera dentro de la grilla de diferencias finitas. Las ecuaciones de agua, polímero y salmuera utilizadas en el modelo son las siguientes.

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{VS_w}{B_r B_w} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{rw}}{B_w \mu_{w\,eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w \quad \text{EQ. 61}$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V^* S_w C_p}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V \rho_r C_p^a \frac{1 - \emptyset}{\emptyset} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{rw}}{B_w \mu_{p\,eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w C_p \quad \text{EQ. 62}$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{VS_w C_n}{B_r B_w} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{rw} C_n}{B_w \mu_{s\,eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w C_n \quad \text{EQ. 63}$$

$$V^* = V \left(1 - \frac{S_{dpv}}{S_w} \right) \text{ pre-2008.2} \quad \text{EQ. 62}$$

$$V^* = V (1 - S_{dpv}) \text{ post-2008.2} \quad \text{EQ. 64}$$

donde

S_{dpv} : denota el espacio poroso muerto dentro de cada celda de la cuadrícula

C_p^a : denota la concentración de polímero de adsorción

ρ_r : denota la densidad de masa de la formación de roca

\emptyset : denota la porosidad

ρ_w : denota la densidad del agua

Σ : denota la suma sobre las células vecinas

R_k : denota el factor de reducción de la permeabilidad relativa de la fase acuosa debido a la retención de polímero

C_p, C_n : denotan las concentraciones de polímero y sal, respectivamente, en la fase acuosa

$\mu_{a\,eff}$: denota la viscosidad efectiva del agua (a=w), el polímero (a = p) y la sal (a=s).

D_z : es la profundidad centro de la celda.

B_r, B_w : son los volúmenes de la roca y de agua de formación

T : es la transmisibilidad

K_{rw} : es la permeabilidad relativa de agua

S_w : es la saturación de agua

V : es el volumen de poros de bloque

Q_w : es la tasa de producción de agua

P_w : es la presión del agua

g : es la aceleración de la gravedad

El modelo asume que la densidad y el factor volumétrico de formación de la fase acuosa son independientes de las concentraciones de sal y del polímero. La solución de polímero, salinidad del agua de formación y el agua inyectada se representan en el modelo como componentes miscibles en la fase acuosa, donde se especifica el grado de mezcla a través de los términos de viscosidad en las ecuaciones de conservación.

Los principales efectos del polímero y la sal en el flujo de la fase acuosa están representados por las ecuaciones [EQ.61] a [EQ.64] anteriormente vistas. Las viscosidades de fluido ($\mu_{w\text{ eff}}$, $\mu_{p\text{ eff}}$, $\mu_{s\text{ eff}}$) son dependientes de las concentraciones locales de sal y polímero en la solución. La adsorción del polímero está representada por el término de acumulación de masa adicional en el lado izquierdo de la ecuación [EQ.62]. El término **Adsorción** requiere que el usuario especifique la **Isoterma de Adsorción**, C_p^a para cada tipo de roca. El efecto de bloqueo de los poros y de **Adsorción** en la permeabilidad relativa de la fase acuosa se trata a través de la expresión, R_k , que requiere la entrada de un factor de **Resistencia Residual** para cada tipo de roca.

Las ecuaciones para resolver el modelo del polímero son una forma discretizada de las ecuaciones diferenciales [EQ.61] - [EQ.64]. Con el fin de evitar problemas numéricos de estabilidad que se podrían accionar por fuertes cambios en las propiedades de la fase acuosa durante un paso de tiempo (como resultado de grandes cambios en las concentraciones locales de polímero/ sal), se utiliza una discretización del tiempo totalmente implícito, que es por lo tanto libre de esta tipo de inestabilidad.

4.5.1.1. Tratamiento de la Viscosidad de los Fluidos

Los términos de viscosidad utilizados en las ecuaciones de flujo de fluidos contienen los efectos de un cambio en la viscosidad de la fase acuosa debido a la presencia del polímero y la sal en la solución. Sin embargo, para incorporar los efectos de la dispersión física en el borde delantero del tapón y también los efectos de digitación en el borde trasero del tapón de los componentes fluidos se asignan valores eficaces de viscosidad que se calculan utilizando la técnica de Todd-Longstaff.

Consideremos el término **Viscosidad Efectiva** del polímero. La viscosidad de una solución de polímero totalmente mezclado como una función creciente de la concentración de polímero en solución ($\mu_w(C_p)$) debe ser ingresada. La viscosidad de la solución a la concentración máxima de polímero también se debe especificar y denota la concentración del polímero inyectado en una solución (μ_p). La viscosidad efectiva del polímero se toma:

$$\mu_{p\,eff} = \mu_m(C_p)^\omega \cdot \mu_p^{1-\omega} \quad EQ.65$$

donde

ω : es el parámetro de mezcla Todd-Longstaff

El parámetro de mezcla es útil para modelar el grado de segregación entre el agua y la solución de polímero inyectado. Si $w = 1$ entonces la solución de polímero y el agua se mezclan completamente en cada bloque. Si $w = 0$ la solución de polímero está completamente segregados del agua.

La viscosidad del agua parcialmente mezclada se calcula de una manera análoga utilizando la viscosidad del polímero completamente mezclado y la viscosidad del agua pura (μ_w),

$$\mu_{w.e} = \mu_m(C_p)^w * \mu_w^{1-w} \quad EQ .66$$

Con el fin de calcular la viscosidad efectiva del agua a ser insertada en la [EQ.59], la ecuación total de agua está escrita como la suma de las contribuciones de la solución de polímero y el agua pura. La siguiente expresión luego proporciona la viscosidad efectiva del agua a ser insertada en la [EQ.61]:

$$\frac{1}{\mu_{w.eff}} = \frac{1 - \bar{C}}{\mu_{w.e}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p.eff}} \quad EQ .67$$

$$\bar{C} = \frac{C_p}{C_{p.max}} \quad EQ .68$$

donde

\bar{C} : es la **Saturación Efectiva** para la solución de polímero inyectada dentro de la fase acuosa total en la celda.

Si la opción de salmuera está activa, las expresiones anteriores todavía son válidas para los términos de viscosidad efectiva de polímero y agua. La concentración de sal inyectada necesita ser especificada con el fin de evaluar la máxima viscosidad de la solución de polímero, $\mu_p f$. La viscosidad efectiva del componente sal a ser usado en [EQ.63] se fija igual a la viscosidad efectiva del agua.

4.5.1.2. Tratamiento de la Adsorción del Polímero

La adsorción se trata como un efecto instantáneo en el modelo. El efecto de la adsorción del polímero es crear un banco de agua despejado en el borde delantero del tapón. Los efectos de **Desorción** se pueden producir cuando pase el tapón. La isoterma de adsorción se puede especificar como:

- Ya sea una tabla de consulta del polímero adsorbido como una función de la concentración de polímero usando la palabra clave PLYADS
- O bien mediante un modelo genérico de análisis de adsorción, usando la palabra clave adsorción de polímero como un argumento. Este modelo permite la adsorción que depende de la salinidad y la permeabilidad de la roca. Cuando se utiliza junto con el modelo MULTI-COMPONENT BRINE (palabra clave ECLMC en la sección RUNSPEC) una salinidad efectiva del polímero se calcula, que luego se puede utilizar en la isoterma de adsorción. Debido a que la opción estándar de salmuera y el MULTI-COMPONENT BRINE utiliza diferentes definiciones de concentración de salinidad (concentración en masa vs. a la concentración molar), es necesario tener cuidado en la interpretación de los coeficientes en este modelo.

Si se impide la **Desorción** (cuarto argumento de la palabra clave PLYROCK), entonces la concentración de polímero adsorbido no puede disminuir con el tiempo. Si la **Desorción** se permite entonces cada bloque de la grilla vuelve a trazar la isoterma de adsorción cuando la concentración de polímero se eleva y cae en la celda.

4.5.1.3. Tratamiento de Reducción de la Permeabilidad

El proceso de adsorción causa una reducción en la permeabilidad de la roca después del paso de la fase acuosa y esa reducción está directamente relacionada con la

concentración de polímero adsorbido. Para cuantificar la reducción en la permeabilidad de la roca, el usuario debe especificar el **Factor de Resistencia Residual** (RRF) para cada tipo de roca. El factor de resistencia real puede calcularse a través de la siguiente ecuación:

$$R_k = 1.0 + (RRF - 1.0) \frac{C_a}{C_{a\max}} \quad EQ. 69$$

El valor de concentración máxima adsorbido depende del tipo de roca y requiere ser especificado por el usuario.

El espacio poroso muerto es especificado por el usuario para cada tipo de roca, como una fracción del espacio poroso total en cada celda de malla que se hace inaccesible a la solución de polímero. El efecto del espacio poroso muerto dentro de cada celda es lo que causa que la solución de polímero viaje a una velocidad mayor que el agua. El software ECLIPSE asume que el espacio poroso muerto para cada tipo de roca no excede al valor de la saturación de agua irreducible.

4.5.1.4. Tratamiento de Reducción de la Viscosidad por Corte

El efecto de corte produce la reducción de la viscosidad del polímero a altas tasas de flujo. ECLIPSE asume que la tasa de corte es proporcional a la viscosidad del flujo. En general, esta suposición no es válida ya que, por ejemplo, un flujo en una zona de baja permeabilidad tendrá que atravesar las gargantas de poros pequeños y ese mismo flujo, en una zona de alta permeabilidad, tendrá que atravesar gargantas de poro más grande. Sin embargo, para un solo yacimiento esta suposición probablemente es razonable. La velocidad de flujo se determina a través de la siguiente ecuación:

$$v = B_w \frac{F_w}{\phi A} \quad EQ. 70$$

donde:

F_w , Es la tasa de flujo de agua en unidades de superficie

B_w , Es el factor volumétrico del agua de formación

ϕ , Es la porosidad promedio de las dos celdas

A , Es el área transversal de flujo entre dos celdas

La reducción de la viscosidad del polímero es asumido reversible y la viscosidad está dada por la siguiente ecuación:

$$\mu = \mu_w[(P - 1)M + 1] \quad EQ.71$$

donde:

μ_w : es la viscosidad del agua sin polímero presente

P: es el multiplicador de viscosidad sin asumir los efectos de esfuerzo cortante.

M: es el multiplicador de reducción por corte

Los influjos en el pozo son tratados de una manera similar al entrampamiento de flujos de celda a celda. La viscosidad de la solución de polímero fluyendo dentro del pozo es calculado asumiendo una velocidad en un radio representativo desde el pozo. El radio representativo se puede tomar como:

$$R_r = e^{\frac{(\ln(R_w) + \ln(R_a))}{2}} \quad EQ.72$$

donde:

R_w : es el radio del pozo (es tomado de los datos de entrada de diámetro en COMPDAT)

R_a : es el radio equivalente de la celda en que se completó el pozo.

4.5.2. ECUACIONES DE MODELAMIENTO DE LA OPCIÓN: THE SURFACTANT MODEL^[36]

Normalmente, una inundación por agua que contacta el 100% de una zona petrolífera dada, dejará una saturación de petróleo residual de, digamos, 30%. Esta es la saturación a la cual el valor de la permeabilidad relativa de la fase aceite es cero. El aceite es inmóvil en esta saturación debido a la tensión superficial entre el agua y el aceite, la presión del agua por sí sola es incapaz de superar la alta presión capilar requerida para mover aceite de volúmenes de poros muy pequeños.

^[36] Schlumberger's Eclipse Reservoir software manuals 2010.2

Un surfactante ofrece una manera de recuperar el aceite residual mediante la reducción de la tensión superficial entre la fase oleosa y agua. Una muy baja tensión superficial del aceite-agua reduce la presión capilar y por lo tanto permite que el agua desplace el petróleo extra. Si es posible reducir la tensión superficial a cero, entonces teóricamente el aceite residual se puede reducir a cero. En la práctica, el aceite residual a altas concentraciones aún es poco probable que conduzca a la recuperación del 100% del volumen poroso contactado.

Uno de los efectos que influyen en el éxito o fracaso de una inundación por surfactante es la tendencia del tensioactivo que se utiliza para ser adsorbido por la roca. Si la adsorción es demasiado alta, entonces se requieren grandes cantidades de surfactante para producir una pequeña cantidad de aceite adicional.

El Modelo “Surfactant” de ECLIPSE no pretende modelar al detalle la química de un proceso de surfactante, sino más bien modelar las características importantes de una inundación de surfactante sobre una base de campo completo.

4.5.2.1. Ecuación de Conservación del Surfactante

La distribución del Surfactante inyectado se modela mediante la resolución de una ecuación de conservación de surfactante dentro de la fase agua. Las concentraciones de surfactante se actualizan completamente-implícita al final de cada paso de tiempo después de que los flujos de petróleo, agua y gas se han computado. Se supone que el surfactante existe solamente en la fase agua, y la entrada al reservorio se especifica como una concentración del agua de un inyector.

4.5.2.2. Cálculo del Número Capilar

El número capilar es un grupo adimensional que mide la relación de fuerzas viscosas a las fuerzas capilares. El número capilar está dado por:

$$N_c = \frac{|K * \text{grad}P|}{ST} C_{\text{unit}} \quad \text{EQ.73}$$

donde

k : es la permeabilidad

P: es el potencial

ST: es la tensión interfacial (véase palabra clave SURFST)

C_{unit}: es el factor de conversión en función de las unidades utilizadas.

|K * gradP|: se calcula como:

$$|K * \mathbf{gradP}| = \sqrt{(K_x * \text{grad}P_x)^2 + (K_y * \text{grad}P_y)^2 + (K_z * \text{grad}P_z)^2} \quad \text{EQ.74}$$

donde para la celda i

$$K_x * \mathbf{gradP}_x = 0.5 \left[\left(\frac{K_x}{D_x} \right)_{i-1i} + (P_i - P_{i-1}) + \left(\frac{K_x}{D_x} \right)_{ii+1} \cdot (P_{i+1} - P_i) \right] \quad \text{EQ.75}$$

y de manera similar para la dirección “y” y “z”.

El valor de K/D se calcula de una manera análoga a la transmisibilidad y depende de cómo la geometría se ha especificado. La tensión superficial es una función tabulada de la concentración de surfactante.

4.5.2.3. Modelo de Permeabilidad Relativa

El **Modelo de Permeabilidad Relativa** es esencialmente una transición desde curvas de permeabilidad relativa inmiscibles a bajo número capilar para curvas de permeabilidad relativa miscibles a alto número capilar. El usuario proporciona una tabla que describe la transición como una función de log₁₀(número capilar).

La permeabilidad relativa utilizada en un valor de la función de la miscibilidad entre los dos extremos se calcula en dos etapas. En primer lugar los puntos finales de la curva se interpolan y tanto las curvas inmiscible y miscibles se escalan en honor a estos puntos. Los valores de permeabilidad relativa se buscan en ambas curvas, y la permeabilidad relativa final se toma como una interpolación entre estos dos valores.

Este procedimiento se ilustra a continuación para la curva aceite al agua (Figura 4-33):

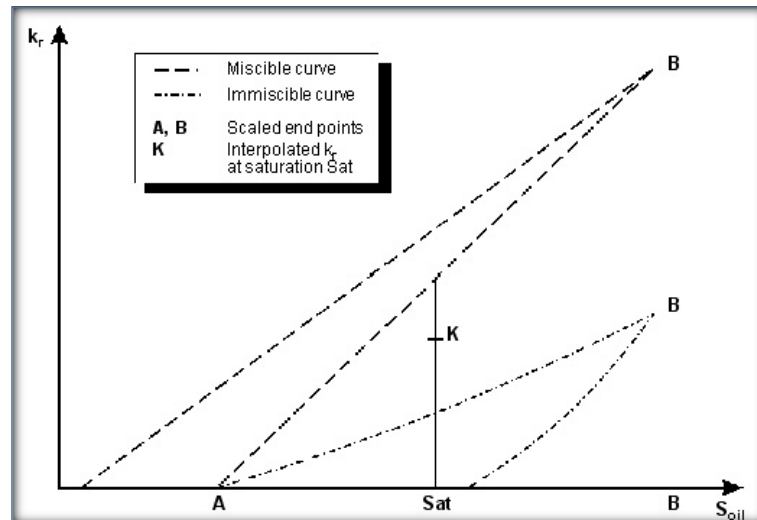


Figura 4-34: Curvas de permeabilidad relativa (inmiscible y miscible) usadas para el cálculo de la permeabilidad final en el proceso de inyección de surfactantes. (Fuente: Manual de Usuario del ECLIPSE 100)

El tratamiento de la permeabilidad relativa del agua es análogo al caso del petróleo. En el caso de tres fases, la permeabilidad relativa al agua-petróleo se calcula utilizando el procedimiento anterior antes de calcularla permeabilidad relativa de tres fases. El modelo de permeabilidad relativa del surfactante se puede utilizar con cualquiera de los dos modelos trifásicos de permeabilidad relativa de STONE o el modelo por defecto.

La permeabilidad relativa bien se tomará como la permeabilidad relativa del bloque siguiendo el procedimiento anterior, si las tablas de conexión de permeabilidad relativa están predeterminadas. Sin embargo, si el número de tabla de conexión de permeabilidad relativa se establece en la palabra clave COMPDAT, o si la palabra clave COMPRP es usada, entonces esa tabla de permeabilidad relativa se utiliza sin ninguna modificación para tener en cuenta el agente tensioactivo presente en el bloque de cuadrícula.

La interpolación de la permeabilidad relativa, como se ha descrito anteriormente, sólo se realiza para bloques con una concentración de surfactante distinto de cero. Para los bloques con concentración de surfactante cero se utilizan las curvas inmiscibles. El comportamiento anterior a 2010.1 de interpolar la permeabilidad relativa para todos los bloques, independientemente de la concentración de surfactante, puede ser restaurada por el elemento de ajuste 147 de la palabra clave OPTIONS a un valor distinto de cero.

El Modelo de Surfactante actualmente no es compatible con la opción de **Histéresis** de **Permeabilidad Relativa**.

4.5.2.4. Presión Capilar

La presión capilar del agua-petróleo se reducirá a medida que aumenta la concentración de surfactante, de hecho es la reducción en la presión capilar del agua-petróleo que da lugar a la reducción en la saturación de petróleo residual. La presión capilar del agua-petróleo se toma como:

$$P_{cow} = P_{cow}(S_w) \frac{ST(C_{surf})}{ST(C_{surf} = 0)} \quad \text{EQ. 76}$$

donde

$ST(C_{surf})$: es la tensión superficial en la concentración de surfactante presente.

$ST(C_{surf} = 0)$: es la tensión superficial a una concentración cero.

$P_{cow}(S_w)$: es la presión capilar de las curvas inicialmente no miscibles escalados a los puntos finales interpolados calculados en el modelo de permeabilidad relativa.

4.5.2.5. Propiedades PVT del Agua

El surfactante modifica la viscosidad del agua ingresada pura o salada usando la palabra clave PVTW o PVTWSALT respectivamente. La viscosidad del surfactante ingresada como una función de la concentración de surfactante usando la palabra clave SURFVISC se utiliza para calcular la viscosidad de la solución de agua-surfactante como sigue:

$$\mu_{ws}(C_{surf}, P) = \mu_w(P) \frac{\mu_s(C_{surf})}{\mu_w(P_{ref})} \quad \text{EQ. 77}$$

Si la opción de salmuera esta activa (y la opción de polímero está inactiva), la ecuación anterior se convierte en una función de la concentración de sal, así:

$$\mu_{ws}(C_{surf}, P, c_s) = \mu_w(P, c_s) \frac{\mu_s(C_{surf})}{\mu_w(P_{ref}, c_{sref})} \quad \text{EQ. 78}$$

donde:

μ_s : es la viscosidad de la palabra clave SURFVISC

μ_w : es la viscosidad de las palabras clave PVTW o PVTWSALT

μ_{ws} : es la viscosidad de la mezcla de agua-surfactante

P_{ref} : es la presión de referencia en las palabras clave o PVTW, PVTWSALT

C_{sref} : es la concentración de sal en las palabras clave de referencia PVTWSALT

4.5.2.6. Tratamiento de la Adsorción

La **Adsorción** del surfactante se supone que es instantánea, y la cantidad adsorbida es una función de la concentración de tensioactivo circundante. El usuario está obligado a suministrar una isoterma de adsorción en función de la concentración de tensioactivo (véase la palabra clave SURFADS). Como una alternativa a SURFADS, la adsorción del surfactante se puede especificar mediante la palabra clave ADSORP con SURFACT como un argumento.

ADSORP especifica coeficientes para una isoterma analítica de adsorción genérica, lo que permite las dependencias de adsorción sobre permeabilidad de la roca y la salinidad efectiva de la salmuera. Cuando se utiliza en conjunción con el “Multi-Component Brine Model” (Modelo de Salmuera de Múltiples Componentes), puede ser calculada una salinidad efectiva para el surfactante la cual luego se puede utilizar en la isoterma de adsorción.

La cantidad de surfactante adsorbido en la roca está dada por:

$$\text{Masa de Surf. Adsorbido} = \text{PORV} \frac{1 - \emptyset}{\emptyset} * \text{MD} * \text{CA}(C_{\text{surf}}) \quad \text{EQ. 79}$$

donde

PORV : es el volumen de poro de la celda

\emptyset : es la porosidad

MD : es la densidad de masa de la roca (ver la palabra clave SURFROCK)

$\text{CA}(C_{\text{surf}})$: es la isoterma de adsorción en función de la concentración de tensioactivo local en solución.

Hay dos modelos de adsorción que se pueden seleccionar. El primer modelo se asegura de que cada bloque de la grilla redibuje la isoterma de adsorción como la concentración de surfactante cae en la celda. El segundo modelo asume que la concentración de tensioactivo adsorbido en la roca no puede disminuir con el tiempo y por lo tanto no permite ninguna de-adsorción.

En la versión actual de ECLIPSE (2011.1) las concentraciones de adsorción se actualizan de forma explícita para la concentración de surfactante. En el futuro puede ser necesario implementar la adsorción implícitamente.

4.5.2.7. Modelando el Cambio en la Mojabilidad

Esta característica permite el modelado de los cambios en la mojabilidad de la roca debido a la acumulación de surfactante. Se activa mediante el uso de la palabra clave SURFACTW, que también activa el Modelo de Surfactante.

Suponiendo que la palabra clave usual SATNUM define funciones de saturación inmiscible mojadas con petróleo (entrada de palabras clave SWFN, SOF2, SOF3 o SWOF), el usuario define las funciones adicionales de saturación inmiscible con estas mismas palabras claves y estos son llevados a modelar el medio mojado con agua. La palabra clave SURFWNUM en la sección REGIONS debe ser utilizada para definir el número de región (tabla de la función de saturación inmiscible mojada con agua) de cada bloque de la grilla.

En el cálculo de las permeabilidades relativas inmiscibles y la presión capilar, los puntos finales mojados con agua y mojados con aceite en primer lugar se interpolan y las curvas escaladas en honor a estos puntos. A continuación, un promedio ponderado de F veces el valor de aceite mojados y tiempos (1-f) el valor de agua húmedo es utilizado. La fracción, F, es la misma fracción utilizada para la interpolación de los puntos finales y es una función de la concentración de surfactante adsorbido. Debe ser definido por tablas de entrada usando la palabra clave SURFADDW en la sección de PROPS, el número de la tabla utilizada es la que da la palabra clave SURFWNUM.

La fórmula utilizada para la nueva permeabilidad relativa inmiscible es:

$$k_r = Fk_r^{ow} + (1 - F)Fk_r^{ww} \quad EQ.80$$

donde:

F : está dada por SURFADDW

k_r^{ow} : es la k_r escalada mojada con aceite especificado por SATNUM

k_r^{ww} : es la k_r escalada mojada con agua especificado por SURFWNUM

Esto define nuevas funciones de saturación inmiscibles que luego se utilizan en la permeabilidad relativa y en modelos de presión capilar descritos anteriormente.

4.6. MODELAMIENTO DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES CON EL SIMULADOR PETREL 2011.1

Luego de abrir el modelo de simulación, en este caso el Modelo de la Arena “U” Inferior, se procede a editar dicho modelo de acuerdo a las características de los procesos que se quiera reproducir sobre este.

En este caso queremos realizar una simulación sobre un área con 7 pozos del modelo de la arena U, añadiendo estrategias de producción de petróleo e inyección de agua, así como los keywords necesarios para la Inyección de Polímeros y Surfactantes. Para dicho propósito se procedió editar y modelar los escenarios de simulación para el área la cual anteriormente fue identificada con buenas características para la Evaluación de la Inyección de Polímeros y Surfactantes.

4.6.1. CONSTRUCCIÓN Y EDICIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Para la construcción del caso de simulación (predicción) en Petrel se utilizó el proceso Define Simulation Case en la carpeta Simulation del panel Processes, esto permite juntar modelos ya definidos, funciones y controles en un caso definido del modelo que se ejecutará en la simulación.

El proceso Define Simulation Case sólo está disponible cuando el proyecto actual contiene una grilla. Se pueden crear casos totales o parciales. Cuando un caso se guarda o se exporta, se crea y se muestra un breve informe de validación, que describe los datos que faltan, incorrectos o inconsistentes en el caso.

En el panel Define Simulation Case (figura 4-34), se ingresan las estrategias a utilizar, las cuales se modelaron mediante el panel Make development strategies (figura 4-33), en la

cual se especifica las características de los pozo, condiciones y limites de inyección y producción de los pozos. Luego se ingresa los keywords correspondientes al modelamiento de la inyección de polímeros y surfactantes en el Keyword Editor de la sección Advanced.

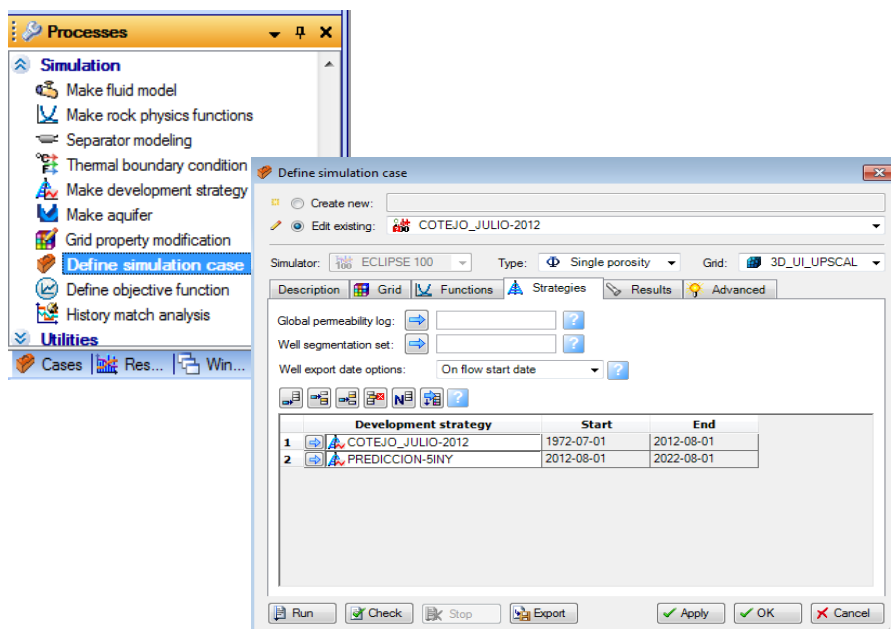


Figura 4-35: Cuadro de dialogo-Define simulation case utilizando estrategias de cotejo y de predicción. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

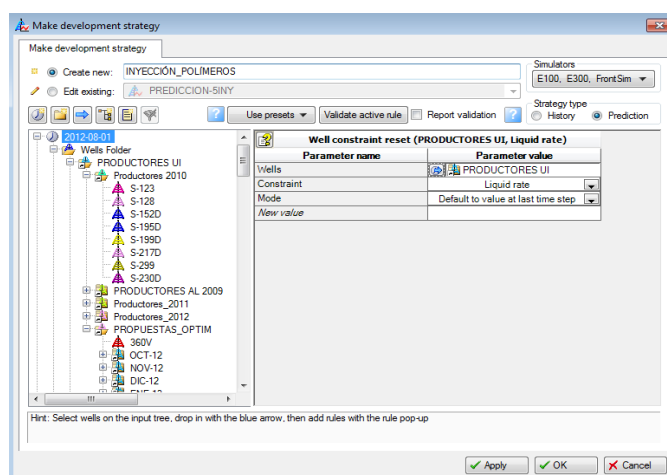


Figura 4-36: Cuadro de dialogo-Make development strategy. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha)

4.6.2. INTRODUCCIÓN DE DATOS CORRESPONDIENTES A LA OPCIÓN “THE POLYMER MODEL” Y “SURFACTANT MODEL”

Una vez definido el Caso y las Estrategias de simulación que queremos incorporar, en la pestaña Advanced abrimos el Keyword Editor (figura 4-34), este panel está dividido en secciones, en las cuales existen palabras clave (Keywords) con las cuales se indica al simulador el tipo y el formato de la información a utilizar.

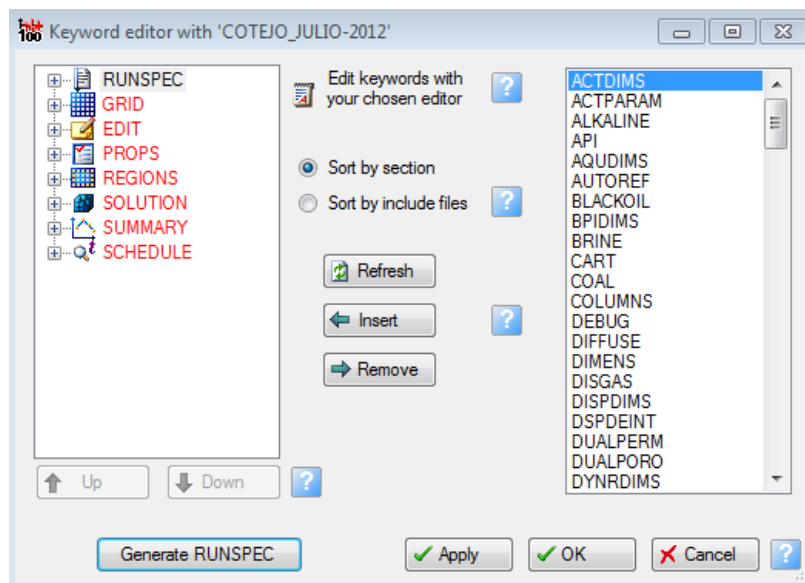


Figura 4-37: Keyword Editor de ECLIPSE 100 desplegado desde PETREL 2011.1.

(Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha)

Cada una de las secciones del archivo de datos, que son necesarias para realizar una simulación de inyección de polímero y surfactante en PETREL y su modulo dinámico ECLIPSE 100, se describe a continuación:

4.6.2.1. Sección RUNSPEC

En esta sección se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento a simular y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características especiales a la simulación.

La opción “THE POLYMER FLOOD MODEL” y “THE SURFACTANT MODEL” son activadas por las keyword POLYMER y SURFACTANT en la sección RUNSPEC, (ver figura 4-35). También se puede usar la keyword BRINE para especificar que la sal es un componente activo en el modelo POLYMER (es decir, que

las propiedades del polímero son sensibles a la sal), además se puede utilizar el keyword SURFACTW para activar el modelo de Surfactante que permite el modelado de cambios de mojabilidad.

Los análisis de laboratorio son el mejor método para modelar la concentración óptima de sal para la inyección de polímeros y surfactantes, debido a esto y a que no se cuenta con estos datos, se asumió que el polímero y surfactante no están afectados por la sal, así como también no se toma en cuenta el cambio de mojabilidad.

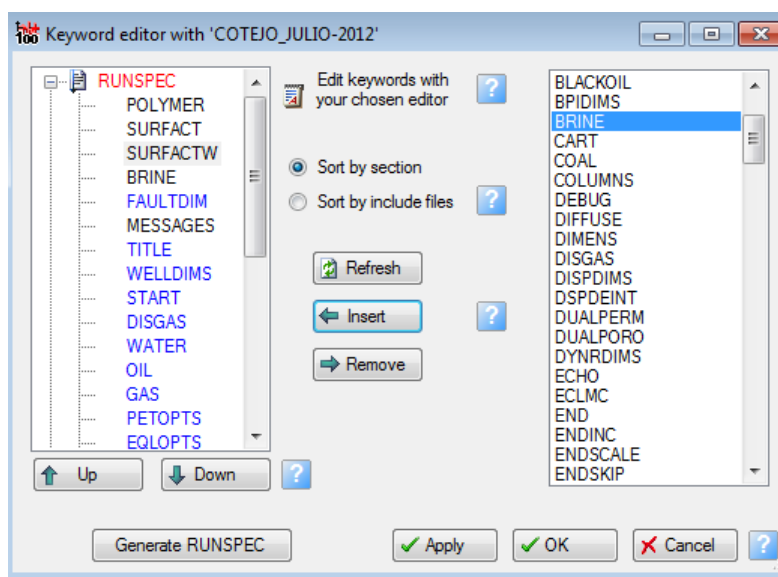


Figura 4-38: Sección RUNSPEC del Keyword Editor.

(Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

4.6.2.2. Sección GRID

Esta sección se introduce mediante una serie de Keywords, los cuales permiten incorporar las características estructurales del yacimiento al simulador.

La keyword RPTGRID, controla la salida de la sección GRID.

Para este estudio, esta sección no necesita ser modificada, ya que las características modeladas en esta sección son propias del modelo geométrico ya establecido las cuales se quiere evaluar.

4.6.2.3. Sección EDIT

El principal propósito de esta sección es la de modificar las propiedades de la sección GRID, para esto existe una diversidad de KEYWORDS que permiten la modificación de muchos de los valores ingresados anteriormente en la sección GRID. En este estudio esta sección no necesita de modificación.

4.6.2.4. Sección PROPS

Esta es una de las secciones más importantes pues aquí se introducen al simulador los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas y densidades de los fluidos presentes en el yacimiento, además aquí se ingresaron las propiedades y características de los polímeros y surfactantes utilizados en la evaluación de los procesos de recuperación mejorada por inyección de estos a la formación y su interacción con la roca, entre estas tenemos la viscosidad de la solución, propiedades específicas roca- polímero/ surfactante, funciones de adsorción, concentración de la solución, parámetro de mezcla Todd-Longstaff para los polímeros, tensión interfacial agua-petróleo vs. concentración y funciones de desaturación capilar para los surfactantes.

Los valores de las propiedades de los polímeros y surfactantes ingresados en esta sección, generalmente se obtienen de pruebas de laboratorio, las cuales sirven para modelar y predecir el comportamiento de los químicos a través del medio poroso y su interacción con la roca y los fluidos presentes en el yacimiento (en el Anexo-M se mencionan algunas de estas pruebas).

Para este estudio, los valores de las propiedades de los químicos se infirieron de estudios de laboratorio, pruebas piloto y de campo presentadas en papers, publicaciones y tesis de campos sometidos a procesos de inyección de químicos. Dichos campos fueron elegidos basándose en la similitud de sus características y propiedades generales con las del modelo de la arena “U Inferior” (ver Anexo C y D), además se utilizaron tablas de datos encontradas en el manual “Technical Description” y “Reference Manual” de ECLIPSE 2010.2.

Las propiedades del polímero se ingresaron por medio de las siguientes keywords: la viscosidad de la solución polimérica (PLIVISC) Anexo C-1, propiedades específicas de la roca-polímero (PLYROCK) Anexo C-2, función de la adsorción del polímero con

efecto de desadsorción al paso del agua desplazante (PLYADS) AnexoC-3, concentración máxima de polímero (PLIMAX) Anexo C-4 y el parámetro de mezcla Todd-Longstaff (TLMIXPAR) Anexo C-5, este ultimo parámetro es obligatorio.

Las características específicas de la roca-polímero entradas con la keyword PLYROCK, consta de cinco datos, como son: ^[36]

1. Representa el volumen poroso inaccesible de la roca. El valor especificado debe ser mayor o igual a cero, pero no debe exceder la S_w irreducible de la formación.
2. Factor de resistencia residual de la roca (FFR). Debe ser mayor o igual a 1 y representa la reducción de la permeabilidad de la roca a la fase acuosa cuando la cantidad máxima de polímero se ha adsorbido.
3. La densidad total de la roca del yacimiento. Esta cantidad se utiliza en el cálculo de la pérdida de polímero debido a la adsorción.
4. El índice de adsorción que se utiliza para la roca. Los valores posibles para el índice de la adsorción son 1 ó 2. Si se selecciona uno (1), entonces puede ocurrir desadsorción siempre que la concentración del polímero local disminuye en la solución, Si se selecciona dos (2), entonces no ocurre desadsorción.
5. Valor de máxima de adsorción de concentración de polímero que debe ser utilizado en el cálculo del Factor de Resistencia actual (R_k) de la fase acuosa. Observe que un valor cero no debe ser utilizado incluso si se está definiendo la adsorción isotérmica como cero, ya que un valor dividido por cero es infinito.

El modelo de adelgazamiento por corte es activado con la keyword PLYSHEAR. En modelos en que el adelgazamiento por corte no es un efecto importante, se debe omitir el keyword PLYSHEAR, ya que su uso puede incrementar significativamente los requerimientos del CPU para el cálculo de la viscosidad, este modelo no se considera para el presente estudio, ya que no se posee datos de referencia del comportamiento de los polímeros en el medio poroso que permita modelar este efecto.

Los valores de las propiedades de los surfactantes se ingresaron por medio de las siguientes keywords: La viscosidad del agua modificada (SURFVISC) Anexo D-1, la isoterma de adsorción (SURFADS) ver Anexo D-2, tensión superficial agua-petróleo en la presencia de surfactante (SURFST) Anexo D-3, los datos de desaturación capilar (SURFCAPD) Anexo D-4, las keywords SURFVISC, SURFST y SURFCAPD, deben

^[36] Schlumberger's Eclipse Reservoir software manuals 2010.2.

ser ingresadas obligatoriamente; las propiedades de la roca y el indicador del modelo de adsorción (SURFROCK ver Anexo D-5) son opcionales, la keyword SURFROCK se ingresa siempre que se haya ingresado SURFADS.

Las características específicas de la roca-surfactante entradas con la keyword SURFROCK, consta de dos datos, como son: ^[36]

1. El índice de adsorción a ser usado para este tipo de roca. Los valores posibles de índice de adsorción son 1 y 2, si un valor de 1 es seleccionado, entonces la isoterma de adsorción del surfactante puede presentar desadsorción siempre que la concentración del surfactante local disminuye en la solución. Si se selecciona dos (2), entonces no ocurre desadsorción.
2. La densidad de masa de este tipo de roca a condiciones de reservorio. Esta cantidad es usada en los cálculos de las pérdidas de surfactante debido a la adsorción.

Los datos de propiedades del surfactante y polímero pueden ser generados como salidas con los mnemónicos 'PLYVISC' y 'SURFVISC' en la keyword RPTPROPS.

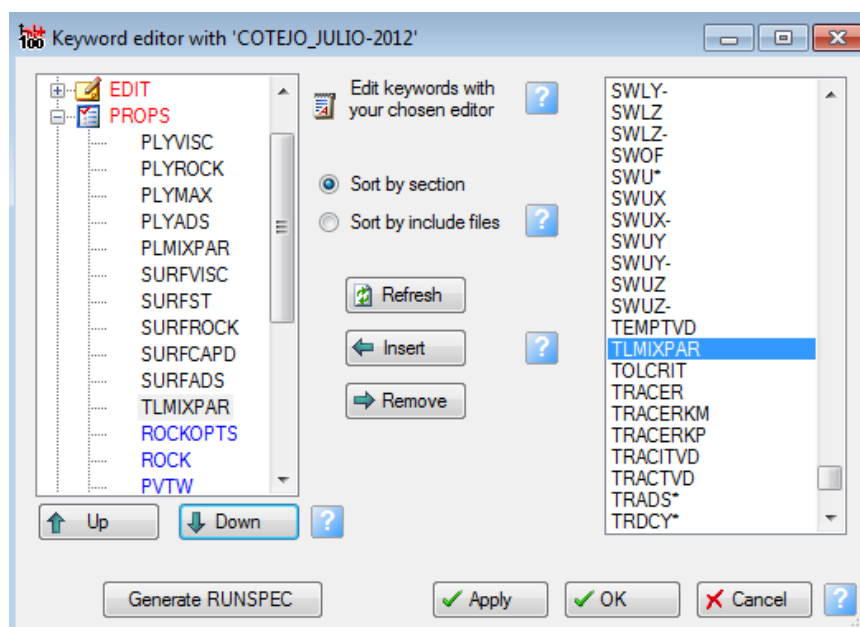


Figura 4-39: Sección PROPS del Keyword Editor.

(Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

^[36] Schlumberger's Eclipse Reservoir software manuals 2010.2.

4.6.2.5. Sección REGIONS

El propósito fundamental de esta sección es la de subdividir el modelo del yacimiento en función de sus variaciones en las características o por propósitos de reportes, es decir si en un yacimiento existe una segregación gravitacional marcada que genere un cambio considerable en las propiedades de los fluidos, se puede subdividir el yacimiento para asignarle un PVT para cada región, o si el yacimiento esta compartido por varios campos y solo se desea reportar los fluidos producidos de la región o campo estudiado y no de todo el yacimiento.

El número de funciones de saturación (ingresadas con SWFN, SOF2, SOF3 o SWOF, SGOF, etc. en la sección PROPS) especifica el grupo de funciones de saturación que deben ser utilizadas para calcular las permeabilidades relativas y presiones capilares de cada bloque de la grilla.

Para el modelo de inyección de polímero a cada región de miscibilidad se le especifica el valor de Todd-Longstaff. El término de miscibilidad debe ser utilizado para calcular eficientemente características de PVT de los componentes del agua y del petróleo.

La keyword SURFNUM especifica el número de la tabla de saturación usada por el Modelo de Surfactante para calcular las permeabilidades relativas cuando una concentración de surfactante alta implique que el petróleo y el agua sean miscibles, la keyword SATNUM usual es usada para especificar las funciones de saturación inmiscibles. La keyword SURFNUM debe ser seguida por un número entero para cada bloque de la grilla, especificando la función de saturación miscible de la región (alta concentración de surfactante) a la cual pertenece. Las funciones de saturación son especificadas usando las keywords SWFN, SOF2, SOF3 o SWOF, en este caso el modelo utiliza las keywords SWOF y SGOF Anexo E y D, en la keyword SWOF se añadió una tabla adicional a las especificadas en SATNUM.

4.6.2.6. Sección SOLUTION

En esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes inicialmente en el yacimiento (Datum, Presión al Datum contactos agua-petróleo y contactos gas-petróleo).

La keyword RPTSOL controla las salidas de la sección SOLUTION, en la que por medio de mnemónicos podemos emitir informes de por ejemplo:

- FIPPLY y FIPSURF: Emite informes de lugar de líquido polímero y surfactante respectivamente.
- PBLK Y SURFBLK: Emite valores de concentración de polímero y surfactante iniciales de los bloques de la grilla.
- PLYADS y SURFADS: Emite la concentración actual de polímero adsorbido sobre la roca de formación.
- RK emite el factor de reducción de la permeabilidad relativa del agua (para el modelo de polímeros).

4.6.2.7. Sección SCHEDULE

Esta sección permite organizar la data de completación y producción de cada pozo. Aquí se incluyen los datos de producción del yacimiento para realizar el cotejo histórico y las predicciones de cada uno de los pozos presentes en el yacimiento.

Los tamaños de baches de químicos para este estudio son motivo de análisis de sensibilidades y son consecuencia de la tasa y del tiempo de inyección especificados en esta sección por medio de la keyword WPOLYMER y WSURFACT.

Para establecer los tamaños de baches y concentración de químicos a ser evaluados se tomaron datos referenciales de los campos presentados en el Anexo C y D. Los tamaños de los baches se presentan en intervalos de tiempo presentados en las tablas 5-4, 5-5, 5-6 y 5-7. Igualmente las concentraciones del polímero y surfactante del pozo inyector se puede establecer usando las keywords WPOLYMER y WSURFACT.

Los resultados de la concentración de surfactante, número capilar, concentración adsorbida y datos de fluido en el lugar pueden ser controlados usando los mnemónicos ‘SURFBLK’, ‘SURFADS’ Y ‘FIPSURF’ en la keyword RPTSCHED.

4.6.2.8. Sección SUMMARY

Aquí se especifican qué parámetros, requiere que sean salidas del simulador, para su futura utilización en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser luego visualizados en forma de

gráficos. A continuación se presenta un resumen de los Keyword de cada sección de la opción “The Polymer Flood Model.

La lista de keywords del SUMMARY ha sido ampliada para generar datos específicos del polímero y surfactante. Estas keywords están referidas al surfactante con la palabra SUR y al polímero con la letra C, como por ejemplo la keyword para la producción de surfactante total del campo debería ser FTPRSUR y para la producción de polímero total del campo la keyword debe ser FCPT.

CAPÍTULO V

5. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos propuestos para el presente estudio “Evaluación Conceptual del Proceso de Inyección de Polímeros y Surfactantes”, se desarrollaron las siguientes actividades:

5.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Una parte importante para mejorar el desarrollo de este proyecto de grado, fue el llevar a cabo una revisión bibliográfica profunda de todos los aspectos planteados en el presente estudio. Para lo cual se realizó una búsqueda y revisión de los medios disponibles sobre el tema, consultando libros de procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), de Inyección de Agua, de Fundamentos de la Ingeniería del Petróleo y de Reservorios, además de una gran contribución de Papers (SPE), Tesis, Cuadernos (FIRP LAB) y Publicaciones Técnicas y Científicas, los que son una valiosa fuente de información, ya que aportan artículos (generalmente revisados por expertos) de última actualidad y que enfocan sus contenidos hacia aspectos más concretos del tema.

La correcta utilización de la información obtenida durante la búsqueda bibliográfica, llevando a cabo una evaluación crítica del material recopilado y el entendiendo el tema de investigación en el marco del proyecto, permitió entre otras cosas:

- Clarificar las preguntas y los objetivos que se plantean en este proyecto de grado.
- Destacar las posibilidades de investigación que ofrece el tema.
- Realizar el trabajo de una manera clara, ordenada y enmarcado dentro del contexto de la investigación.
- Encontrar los métodos de evaluación que pueden resultar útiles en el desarrollo de este proyecto de grado.

Una revisión bibliográfica debe ofrecer “un argumento coherente que conduzca a la descripción del estudio propuesto”, (Rudestand y Newton 1992). Esto se consigue consultando la bibliografía más clásica y la actual en el campo de estudio, e implica una discusión sobre las omisiones que se hayan encontrado (Saunders et al. 1997). Por ello el proceso de revisión bibliográfica se desarrolla a partir de la evaluación crítica y de la comprensión de la bibliografía relevante.^[37]

^[37] <http://informatica.uv.es/iiguia/2000/IPI/libro.htm>

5.2. USO DE MANUALES Y TUTORIALES PARA LA FAMILIARIZACIÓN DEL SIMULADOR

Los manuales “PETREL-Manual (HTML) help 2011.1”, “Technical Description” y “Reference Manual” del grupo “ECLIPSE-Simulation Software Manuals 2010.2” de la compañía SCHLUMBERGER, ofrecen una descripción e instrucciones para las situaciones más comunes y complejas de modelamiento y simulación de reservorios, constituyendo un buen punto de partida para empezar a conocer el Simulador de Reservorios Petrel y su módulo dinámico Eclipse 100.

Además de los manuales mencionados, se utilizó diferentes documentos y video-tutoriales que ayudaron a complementar la familiarización y el entendimiento de los fundamentos de modelamiento y funcionamiento de dichos Softwares.

Los temas en los que se profundizó para motivo de este estudio, fueron el uso de las opciones “The Polymer Flood Model” y “The Surfactant Model”, opciones que permiten modelar y simular el comportamiento de la Inyección de Polímeros y Surfactantes en el reservorio, usando ecuaciones estándar de “Black-Oil” para describir las fases de hidrocarburos en el modelo.

5.3. DEFINICIÓN DEL CASO BASE-MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA (ARREGLO 7 SPOT)

El caso base representa el punto de partida para la realización de la simulación del modelo de inyección de Polímeros y Surfactantes, sobre el cual se realizaron modificaciones para modelar y evaluar dichos procesos.

Para julio del 2012, el reservorio U presenta una producción acumulada de petróleo de 210.1 MMBN (con un crudo promedio de 24,64°API), 38.2 MMBN de agua y 50.30 MMMPCN de gas, con un POES de 3501 millones de barriles; lo cual representa una recuperación porcentual de 69.23% de las reservas primarias probadas y 27,64 % del POES de la arena U, con un corte de agua promedio de 16 % y una relación gas-petróleo promedio de 235 PCN/BN. Además se han inyectado 138.9 MMBN de agua, que corresponde a un volumen poroso inundado de la arena del 2.63% (del Volumen Poroso Total de la Arena “U Inferior”, 5271.4 MMRB), a una razón de 3500 BAPD/pozo con una presión de inyección de 850 PSI en el cabezal, como método de mantenimiento de presión y así evitar la caída de presión por debajo del punto de burbuja, la cual está en el orden de 1185 PSI.

El mecanismo de producción primario predominante del reservorio Napo U es el desplazamiento por expansión de roca y fluidos y según el modelo actualizado a julio del 2012, esta arena no tiene presencia de acuíferos. La relación inicial gas-petróleo en solución es alrededor de 224 PCN/BN; presenta una temperatura en el orden de 218 °F, la presión original fue de 4080 PSI, la cual ha declinado hasta alrededor de 1500 PSI.

El modelo geométrico de la arena “U Inferior” tiene las siguientes medidas representadas con los tamaños y el número de celdas dados en la tabla 5-1.

Dimensiones de la Malla			
Número de Celdas		Tamaño de las celdas (pies)	
Nx	356	Dx	328
Ny	168	Dy	320
Nz	20	Dz	2.6
Total	1196160		

Tabla 5-1: Dimensiones de la Malla del Modelo del Campo Completo.

(Fuente: Modelo de Simulación Dinámica del Campo Sacha).

Con respecto a las propiedades PVT de los fluidos, las permeabilidades relativas en función de las saturaciones y la densidad de los fluidos presentes en el yacimiento se muestran en los Anexo E, F, G, H e I, los cuales se encuentran en los archivos ingresados en los keywords PVTW, PVTO, PVDG, DENSITY, SWOF y SGOF del modelo de la arena U. Los valores de salinidad para la arena “U Inferior” esta en el orden de 25000 ppm en el sur a 45000 ppm en el norte ppm de NaCl.

El área de evaluación está ubicada al Sur-Oeste del Campo, referenciado anteriormente con el pozo sac-123. El área tiene un arreglo de 7 pozos. El pozo S-52B se encuentra en el centro del arreglo, rodeado por los pozos S-123, S-153, S-181D, S-188D, S-186 y S-124 (figura 5-1). Para este estudio se tomó el arreglo original de estos pozos, convirtiendo al pozo S-52B, el cual está en el centro del arreglo en el inyector S-52B_ INJ, formando así un arreglo de pozos 7 spot invertido.

Los pozos productores S-124, S-181D y S-186, se encuentran cerrados antes de comenzar la predicción de inyección al 01/08/2012, y los pozos S-123 y S-188D, se cierran en noviembre del 2012 y enero del 2013 respectivamente, esto debido a su bajo aporte de petróleo por debajo del límite económico (40 BPPD). La simulación de inyección de agua, polímeros y/o

surfactantes comienza el 01/06/2013, por lo que se procede a abrir los pozos anteriormente cerrados 2 meses después de comenzada la inyección (01/09/2013). A los pozos S-124, S-181D y S-186, se les coloca una restricción de producción de la presión de fondo de 250 PSI, y a los pozos S-123 y S-188D se les coloca una restricción de producción de la presión de fondo por default a la última fecha de producción registrada, 850 PSI.

El pozo S-INJ_52B está ubicado y completado en las coordenadas X: 289514.35, Y: 9957574.12, en el intervalo de 9364-9376 pies de profundidad, con un espesor de reservorio abierto de 12 pies (MD), tiene una permeabilidad y porosidad de 160 mD y 18% de porosidad y una presión de 894 PSI. Las características de los pozos productores así como la distancia del productor a cada inyector se detallan en la tabla 5-2.

La inyección de agua comienza el 01/06/2013 hasta el 01/08/2022, a una tasa constante de 2000 BWPD, además se estableció un máximo de presión de inyección de 7000 PSI.

A los pozos productores S-142, S-181D y S-186 se les puso un control de producción de presión de fondo a 250 PSI y máxima producción de petróleo de 700BLS. Para los pozos S-123, S-153 y S-188D, se utiliza los datos de presión de fondo de la última fecha de producción, esto se hizo para mantener a los 6 pozos productores abiertos la mayor cantidad de tiempo. Además se colocó control o restricción de tasa mínima de producción de petróleo de 40 BLS/D y un corte de agua máximo de 0.9.

Los datos anteriores han sido tomados de las estrategias de inyección para pozos inyectores existentes en el modelo de la arena “U Inferior”, así como también de las estrategias de predicción de inyección de agua para pozos inyectores propuestos.

Pozo	Distancia al Inyector (S- INJ_52B)	Intervalo de U (MD)	Intervalo de U (TVD)	Espesor de Reservorio (MD)	Espesor de Reservorio (TVD)	Permeabilidad	Porosidad	Presión U promedio al 07/01/2012
Unidades	(pies)	(pies)	(pies)	(pies)	(pies)	(mD)	(%)	(PSI)
S-INJ_52B	0	9364-9376	9364-9376	12	12	160	18	894
S-188D	1023	9890-9950	9889-9949	60	60	738	13	899
S-181D	1331	9890-9830	9403-9442	40	39	192	18	910
S-124	2142	9375-9415	9375-9415	40	40	176	13	906
S-153	1742	9398-9440	9398-9440	42	42	386.7	18	899
S-186	1830	9408-9456	9408-9456	48	48	20.9	17	917
S-123	1538	9390-9438	9390-9438	48	48	22	18	909

Tabla 5-2: Datos de los pozos del arreglo 7 spot-invertido utilizado en la evaluación.

(Fuente: Gerencia Técnica de Yacimientos-RIONAPO CEM.)

5.4. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO N°1: INYECCIÓN DE POLÍMERO A LA FORMACIÓN.

Las condiciones del yacimiento y propiedades de los fluidos tomadas para el Caso Base de Inyección de Agua, se utilizan también para diseñar la inyección de polímeros.

La inyección de polímeros se iniciará el 01/06/2013 a una tasa de inyección de 2000 BLS/D, seguida de una bache de agua hasta el 01/08/2022, las concentraciones y tamaño del bache, así como las propiedades de estos al fluir a través del medio poroso como se menciono anteriormente fueron inferidas de diferentes estudios mencionados en los Anexos C y D. No se considera la degradación del polímero debido a la salinidad del agua, ni el esfuerzo contante que sufre el polímero debido al flujo a través del medio poroso. Se realizan sensibilidades del tamaño de bache, concentración del polímero, adsorción, factor de resistencia residual (RRF) y parámetro de mezcla Todd-Longstaff.

5.5. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO N°2: INYECCIÓN DE SURFACTANTE A LA FORMACIÓN.

Adicional a las condiciones del yacimiento y propiedades de los fluidos tomadas para el Caso Base de Inyección de Agua, se utilizaron tablas de saturación para representar el desplazamiento miscible cuando se tiene altas concentraciones de surfactante.

La inyección de surfactantes se iniciará el 01/06/2013 a una tasa de inyección de 2000BLS/D, seguida de un bache de agua hasta el 01/08/2022, las concentraciones y tamaño del bache, así como las propiedades de estos al fluir a través del medio poroso como se ha mencionado, fueron inferidas de diferentes estudios mencionados en los Anexos C y D. Se realizan sensibilidades del tamaño de bache, concentración del surfactante y adsorción.

La tabla de saturación 6 ingresada con el keyword SWOF (Anexo E) especificada en SURFDIMS, se utiliza para modelar el comportamiento del petróleo y del agua en presencia de surfactantes. Esta tabla modela el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa como una transición desde las curvas de permeabilidad relativa inmiscibles a bajo número capilar para las curvas de permeabilidad relativa miscibles a alto número capilar, la cual es utilizada solo para las celdas con una concentración de surfactante diferente de cero, mientras que para las otras se utiliza las tablas de saturación inmiscibles.

La tabla de saturación especificada en SURFDIMS, que indica el comportamiento del petróleo y del agua como MISCIBLES, es ingresada como tabla 6 en la keyword SWOF (Anexo E).

5.6. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO N°3: INYECCIÓN DE SURFACTANTE Y POLÍMERO A LA FORMACIÓN.

Al igual que los casos anteriores se utiliza las mismas condiciones y características usadas en la inyección de agua y las tablas para modelar el desplazamiento miscible que provoca el surfactante a altas concentraciones.

Este escenario tiene dentro del mismo dos casos diferentes, el caso (a) inyección de un bache de surfactante seguido de un bache de polímero y con un bache de empuje de agua y el escenario (b) inyección de una solución surfactante-polímero seguido de un bache de empuje de agua.

a. Inyección de un bache de surfactante seguido de un bache de polímero.

Se realiza la inyección de un bache de surfactante, seguido de un bache de polímero y se utiliza un bache de agua para empujar los baches de surfactante y polímero. La inyección de los baches primero de surfactante y luego de polímero se inicia el 01/06/2013 a una tasa de inyección de 2000BLS/D, seguida de un bache de agua de empuje hasta el 01/08/2022. Se realizan sensibilidades del tamaño de bache y concentración de polímero y surfactante y adsorción.

b. Inyección de una solución surfactante-polímero.

La inyección de la solución SP se iniciará el 01/06/2013 a una tasa de inyección de 2000BLS/D, seguida de un bache de agua hasta el 01/08/2022, las concentraciones y tamaño del bache, así como las propiedades de estos al fluir a través del medio poroso como se menciono anteriormente fueron inferidas de diferentes estudios mencionados en los Anexos C y D, además se utilizo resultados de las sensibilidades hechas en los ESCENARIO N°1 y N°2. Se realizan sensibilidades del tamaño de bache y concentración de polímero y surfactante y adsorción.

5.7. EVALUACIÓN DEL CASO BASE- MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA (ARREGLO 7 SPOT).

Los yacimientos “U” y “T” tienen recuperación secundaria por inyección de agua desde noviembre de 1986. El factor de recobro final de la arena U para este proceso es de 39.9 %.

Como se ha mencionado a lo largo de este estudio, el proceso de inyección de agua está limitado en la recuperación de petróleo por factores como la eficiencia de barrido y eficiencia de desplazamiento, que a su vez son afectados por factores como la viscosidad del petróleo, tensión interfacial, presión capilar entre el agua y el petróleo y heterogeneidades del reservorio.

Como se puede ver en la figura 5-2, la tasa de producción de petróleo de los pozos productores del Caso de Inyección de Agua del Arreglo 7 spot es de 634.44 BPPD al año 2022 con un corte de agua de 50.6% y una producción acumulada de petróleo de 6'740139 BLS y agua de 1'427124 BLS.

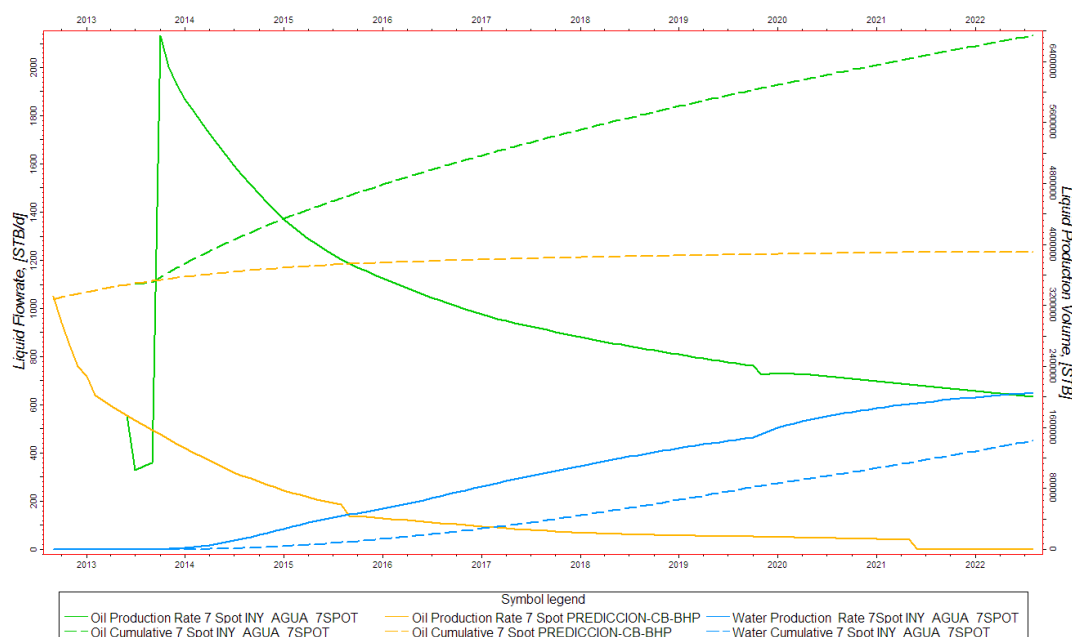


Figura 5-2: Tasa de producción y acumulado de petróleo y agua del arreglo 7 spot invertido-Modelo Inyección de Agua vs. Caso Base BHP. (Realizado por Diego Ponce, Fuente: Modelo de simulación dinámica de la Arena U del Campo Sacha.)

En el caso sin inyección de agua (CASO PREDICCIÓN CB-BHP), al 01/08/2022 no se registra producción de petróleo, todos los pozos se han cerrado por bajo aporte. La diferencia en el acumulado de petróleo entre el caso con inyección de agua y sin inyección de agua es

de 2'843633 BLS más para la inyección de Agua. Cabe destacar que la diferencia en la producción de petróleo entre los dos casos, es resultado también de la apertura a producción de los pozos S-124, S-186, S-181 y S-188D en junio del 2013, esto como beneficio del incremento en la presión debido a la inyección de agua

La saturación de petróleo y agua para el volumen poroso intervenido por la inyección de agua es de 83.02% y 8.25% respectivamente, con una saturación de gas de 8.73%; esto antes de la inyección de agua en agosto del 2012 y después de la inyección de agua en agosto del 2022 es de 66.08% para el petróleo, 26.62% para el agua y 7.30% de gas.

La saturación de petróleo y agua para el área afectada por la inyección de agua es de 83.02% y 8.25% respectivamente, esto antes de la inyección de agua en agosto del 2012 y des pues de la inyección de agua en agosto del 2022 es de 66.08% para el petróleo y 26.62% para el agua.

Los valores de saturación inicial y final de la inyección de agua indican que hubo una buena cantidad de petróleo desplazado, lo que puede ser mejorado con la inyección de polímeros y/o surfactantes.

Condiciones Iniciales	So(min)	So(max)	So(prom)	Sw(min)	Sw(max)	Sw(prom)
ago-12	0.2396	0.8690	0.8302	0.055	0.2691	0.0825
ago-22	0.1715	0.8679	0.6608	0.055	0.7226	0.2662

Tabla 5-3: Puntos de saturación inicial y final para la inyección de agua del arreglo 7 spot.

(Fuente: Modelo de simulación dinámica de la Arena U del Campo Sacha.)

5.8. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS N°1, 2 y 3 EN EL TAMAÑO DE BACHE (TIEMPO DE INYECCIÓN).

Para la evaluación de los escenarios N°1, N°2 y N°3 en el tamaño del bache, se utiliza los datos de concentración de polímero y/o surfactante presentados en las tablas 5-4, 5-5, 5-6 y 5-7. La concentración del polímero y del surfactante se mantiene constantes para todos los valores de tamaño de bache. El tamaño de bache de surfactante y/o polímero para cada caso, fueron evaluadas en función de la recuperación de petróleo, a través de la producción acumulada de petróleo y la cantidad de surfactante y/o polímero inyectada.

EVALUACIÓN DEL TAMAÑO DE BACHE DE POLÍMERO-ESCENARIO N°1					
Tasa de Inyección (BLS/D)	Conc. Polímero (LB/STB)	Bache Polímero (años-meses)		Bache de Agua (años-meses)	
2000	0.24	2-6	01/01/2016	6-6	01/08/2022
		3-3	01/09/2016	5-9	01/08/2022
		4-0	01/06/2017	5-0	01/08/2022
		5-6	01/01/2019	3-6	01/08/2022

Tabla 5-4: Diseño del Programa de Inyección de Polímeros.
(Realizado por: Diego Ponce)

EVALUACIÓN DEL TAMAÑO DE BACHE DE SURFACTANTE-ESCENARIO N°2					
Tasa de Inyección (BLS/D)	Conc. Surfactante (LB/STB)	Bache Surfactante (años-meses)		Bache de Agua (años-meses)	
2000	3.5	0-11	01/05/2014	8-3	01/08/2022
		2-3	01/09/2015	6-11	01/08/2022
		4-6	01/01/2018	4-8	01/08/2022
		5-6	01/01/2019	3-8	01/08/2022

Tabla 5-5: Diseño del Programa de Inyección de Surfactantes.
(Realizado por: Diego Ponce)

EVALUACIÓN DEL TAMAÑO DE BACHE DE LA SOLUCIÓN SURFACTANTE-POLÍMERO (SP)-ESCENARIO N°3 a)					
Tasa de Inyección (BLS/D)	Conc. Surfactante – Polímero (LB/STB)	Bache Polímero (años-meses)		Bache de Agua (años-meses)	
2000	1.75-0.14	0-11	01/05/2014	8-3	01/08/2022
		2-3	01/09/2015	6-11	01/08/2022
		4-6	01/01/2018	4-8	01/08/2022
		5-6	01/01/2019	3-8	01/08/2022

Tabla 5-6: Diseño del Programa de Inyección de una solución Polímero- Surfactante (S-P).
(Realizado por: Diego Ponce)

Para evaluar el tamaño de bache del caso b) en el Escenario N°3, se utiliza el tamaño de bache optimo de la solución SP del caso a), se mantiene constante el tiempo de inyección de agua y se varia el tiempo de inyección de cada bache individual de surfactante y polímero.

EVALUACIÓN DEL TAMAÑO DE BACHE DE SURFACTANTE Y POLÍMERO (S-P) -ESCENARIO N°3 b)						
Tasa de Inyección (BLS/D)	Bache Surfactante de 1.75 LB/BL de Conc. (años-meses)		Baches de Polímero de 0.14 LB/BL de Conc. (años-meses)		Bache de agua (años-meses)	
2000	0-11	01/05/2014	2-4	01/09/2016	5-11	01/08/2022
	1-7	01/01/2015	1-8	01/09/2016	5-11	01/08/2022
	2-4	01/10/2015	0-11	01/09/2016	5-11	01/08/2022

Tabla 5-7: Diseño del Programa de Inyección de baches de Polímero y Surfactante (S-P).
(Realizado por: Diego Ponce)

5.9. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS N°1, 2 y 3 EN LA CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO Y SURFACTANTE.

Para la evaluación de los escenarios N°1, N°2 y N°3 en la concentración de surfactante y/o polímero, se utilizó los datos de tamaño de bache óptimos encontrados en el ítem 5.8. La concentración de surfactante y polímero para cada caso respectivamente fueron inferidos de datos de campos evaluados en estudios mencionados en el Anexo C y D, estos datos se muestran en la tablas 5-8, 5-9 y 5-10. Las concentraciones de surfactante y polímero para cada caso, fueron evaluadas a través de la recuperación de petróleo, la producción acumulada de petróleo y de la cantidad de polímero y surfactante adsorbido a la roca.

EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ESCENARIO N°1-POLÍMERO	
Tamaño Bache (años-meses)	Concentración (LB/STB)
3-3	0.17
	0.31
	0.50
	0.70

Tabla 5-8: Sensibilidades de la concentración del polímero para el escenarios N°1.
(Realizado por: Diego Ponce)

EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ESCENARIO N°2 -SURFACTANTE	
Tamaño Bache (años-meses)	Concentración (LB/STB)
2-3	1.75
	3.50
	5.30
	8.80

Tabla 5-9: Sensibilidades de la concentración del surfactante para el escenario N°2.
(Realizado por: Diego Ponce)

EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ESCENARIO N°3				
Tamaño Bache Caso (a) (años-meses)	Tamaño Bache Caso (b) (años-meses)		Concentration (LB/STB)	
	Surfactante	Polímero	Surfactante	Polímero
3-3	0-11	2-4	1.75	0.14
			1.75	0.21
			2.625	0.21

Tabla 5-10: Sensibilidades de la concentración del polímero y surfactante para los casos a) y b) del escenario N°3. (Realizado por: Diego Ponce)

5.10. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS N°1, N°2 y N°3 EN LA ADSORCIÓN DEL POLÍMERO Y EL SURFACTANTE.

Para la evaluación de los escenarios N°1, N°2 y N°3 en la adsorción de surfactante y polímero, se utilizan los datos de tamaño de bache y concentración óptimos encontrados en el ítem 5.8 y 5.9. Las isothermas de adsorción para el polímero y surfactante son utilizadas para evaluar el rendimiento de cada escenario en función de la variación de la adsorción del polímero y surfactante sobre la superficie de la roca y su efecto sobre la recuperación de petróleo.

Los valores de adsorción como se ha mencionado anteriormente son función de las características de la roca, elementos asociados a estas (como arcillas), de la naturaleza y propiedades de los químicos y su interacción con los fluidos encontrados en el yacimiento. Los valores de adsorción para el polímero y surfactante generalmente se obtienen de pruebas de laboratorio en núcleos, pero para este estudio estos valores han sido inferidos de datos de campos sometidos a estos procesos (Anexo C y D), estos valores se detallan en las tablas 5-11 y 5-12, las cuales presenta diferentes niveles de adsorción, desde una baja adsorción, moderada hasta un valor de alta adsorción. Las tablas 5-11 y 5-12 se utilizan para los ESCENARIOS N°1, N°2 y N°3.

Conc. polímero	Conc. saturada de polímero adsorbido LB/STB		
LB/STB	Baja Adsorción	Moderada Adsorción	Alta Adsorción
0.0	0.0	0.0	0.0
0.1752	0.0000017	0.000017	0.00017
0.3506	0.0000017	0.000017	0.00017

Tabla 5-11: Sensibilidades de los valores de adsorción del polímero sobre la roca. (Realizado por: Diego Ponce)

Conc. surfactante	Conc. saturada de surfactante adsorbido LB/STB		
LB/STB	Baja Adsorción	Moderada Adsorción	Alta Adsorción
0.0	0.0	0.0	0.0
0.1	0.00005	0.0005	0.005
0.2	0.00005	0.0005	0.005
1.0	0.00005	0.0005	0.005

Tabla 5-12: Sensibilidades de los valores de adsorción del surfactante sobre la roca.
(Realizado por: Diego Ponce)

5.11. EVALUACIÓN DEL ESCENARIO N°1 EN EL FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL (RRF).

Para realizar la evaluación del factor de resistencia residual (RRF, Residual Resistance Factor) como un efecto de la adsorción del polímero sobre la roca, se utiliza datos encontrados en los manuales “Technical Description” y “Reference Manual” del grupo “ECLIPSE-Simulation Software Manuals 2010.2”, ingresadas a través de la keyword **PLYROCK** (Anexo C y D).

El polímero adsorbido tiene como consecuencia evidente la reducción de la viscosidad de la solución polimérica, pero a su vez este efecto reduce la permeabilidad relativa al agua, lo cual se puede evaluar a través del factor de resistencia residual. Los valores utilizados para la evaluación de este factor se detallan en la tabla 5-13. Además se utilizaron los valores óptimos de concentración y tamaño de bache para el polímero encontrados en la sección 5.8 y 5.9. El RRF, fue evaluado en función de la producción acumulada de petróleo y la viscosidad efectiva de la solución polimérica.

Volumen poroso muerto	Factor de resistencia residual	Densidad de masa a condiciones de reservorio (LB/BL)	Índice de adsorción	Máxima adsorción del polímero usada para el cálculo del RRF en la fase acuosa (LB/LB)
0.14	1.75	964.14	1	0.000017
0.14	3.50	964.14	1	0.000017

Tabla 5-13: Sensibilidades del Factor de Resistencia Residual.
(Realizado por: Diego Ponce)

5.12. EVALUACIÓN DEL ESCENARIO N°1 EN EL PARÁMETRO DE MEZCLA TODD-LONGSTAFF.

La evaluación del parámetro de mezcla Todd-Longstaff permite medir la eficiencia del proceso de inyección de polímeros en un rango donde hay una total segregación entre el agua y el polímero ($\omega=0$) y cuando se obtiene una solución completamente mezclada ($\omega=1$).

Para este estudio se utilizó valores de ω igual a 0.0 y 1.0, los cuales permiten evaluar el comportamiento de la solución polimérica en función de la eficiencia de mezcla y compatibilidad del polímero con el agua de inyección. Para modelar este caso se utilizó datos de concentración y tamaño de bache óptimos del polímero encontrados en la sección 5.8 y 5.9. La evaluación del Parámetro de mezcla Todd-Longstaff, se realizó en función de la producción de petróleo acumulado y la viscosidad efectiva de la solución polimérica.

Parámetro de mezcla Todd-Longstaff (ω)
0.0
1.0

Tabla 5-14: Sensibilidades del parámetro de mezcla Todd-Longstaff (ω).
(Realizado por: Diego Ponce)

CAPÍTULO VI

6. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las tablas y figuras presentadas en este capítulo fueron obtenidas y graficadas de los distintos escenarios simulados dentro del Modelo de Simulación Dinámica de la Arena “U” del Campo Sacha a través del simulador Petrel 2011 y su Modulo Dinámico ECLIPSE 100.

6.1. SENSIBILIDADES DE LAS VARIABLES DE DISEÑO

6.1.1. ESCENARIO N°1

6.1.1.1. Tamaño de Bache (Tiempo de Inyección)

Como se puede apreciar en la figura 6-1, la tasa de producción de petróleo ciertamente se incrementa conforme se incrementa el tamaño de bache de polímero inyectado, además se puede ver que para el tamaño de bache de 3años- 3meses se obtiene la diferencia más representativa de producción de todos los baches comparados con el bache inmediatamente menor.

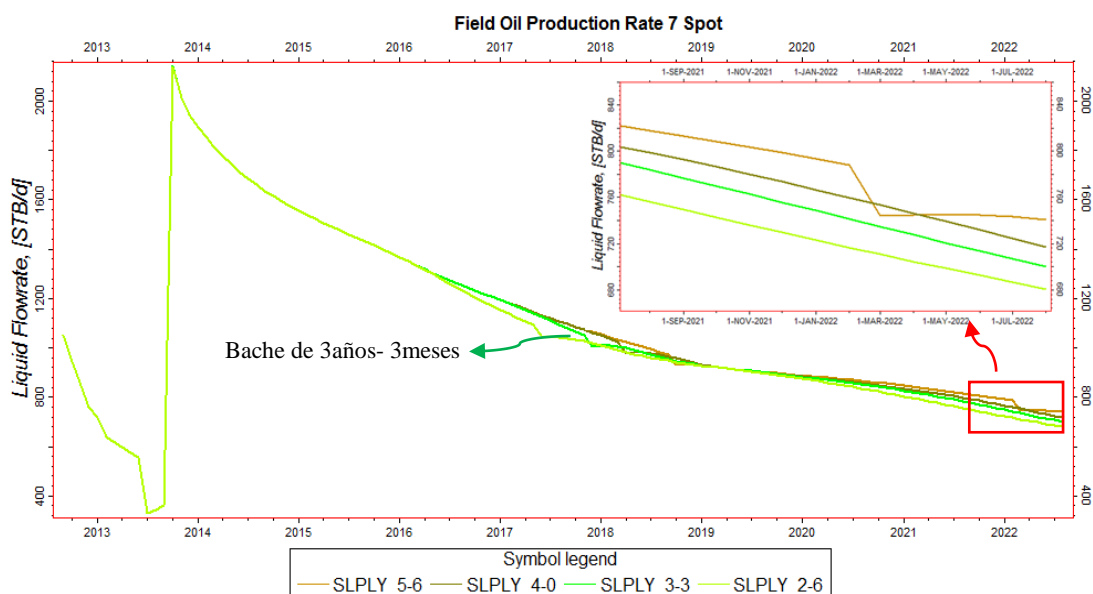


Figura 6-1: Tasa de Producción de Petróleo -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Como se puede ver en la figura 6-2 y 6-3, el aumento del tamaño de bache (tiempo de inyección) de polímero tiene un efecto importante sobre la recuperación de petróleo hasta un tamaño de bache de 3años- 3meses, para tamaños de baches más grandes, la

producción acumulada de petróleo no se incrementa en la proporción esperada con la cantidad de polímero adicional inyectada.

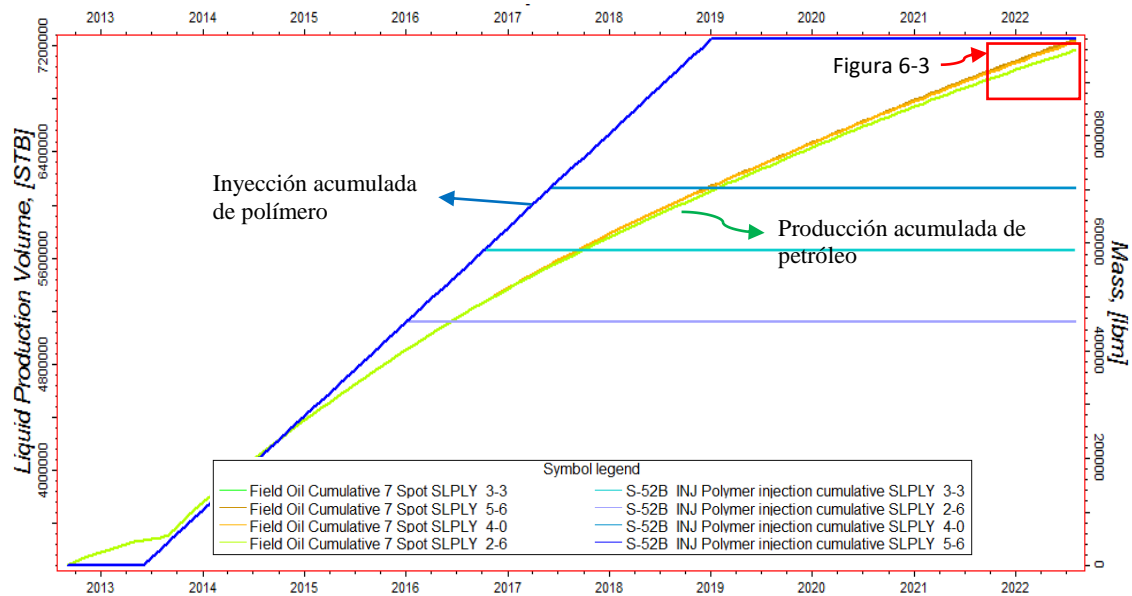


Figura 6-2: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

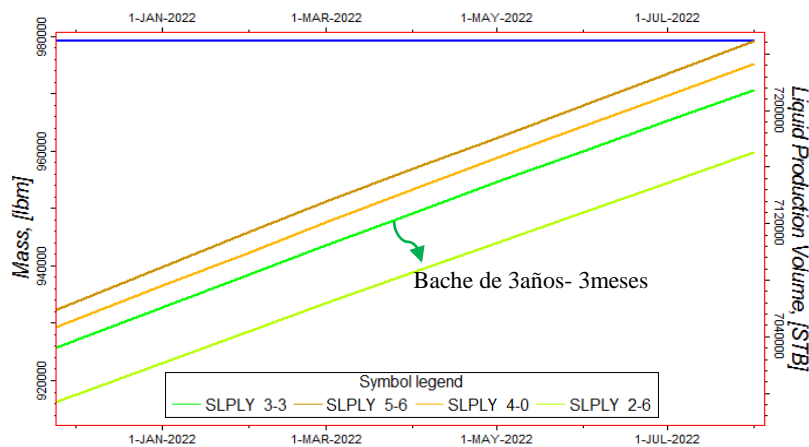


Figura 6-3: Zoom figura 6-2, Producción Acumulada de Petróleo -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

En la tabla 6-1 se muestra que la producción acumulada de petróleo para el bache de polímero de 2años- 6meses, es de 7'170052 BLS, mientras que para el bache 3años- 3meses, es de 7'214479 BLS, lo que significan 44427 BLS más que el bache de 2años- 6meses, para el bache de 4años- 0meses la producción acumulada es de 7'233152 BLS de petróleo, 18673 BLS más que para el bache de 3años- 3meses, y para el bache de 5años- 6meses, la producción acumulada es de 7'249184 BLS, lo que significan 16032 BLS más que el bache de 4años- 0meses.

Tiempo de Inyección de polímero	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos
años-meses	BLS	BLS	BLS
0	3276296	0	-
2-6	7170052	3893756	0
<u>3-3</u>	<u>7214479</u>	<u>3938183</u>	<u>44427</u>
4-0	7233152	3956857	18673
5-6	7249184	3972889	16032

Tabla 6-1: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Para analizar de mejor manera como incide la inyección de polímeros en los pozos productores, en la figura 6-4 se muestra la tasa y acumulado de producción de petróleo del pozo S-188D, el más cercano al inyector y en la figura 6-5 del pozo S-153, uno de los más lejanos al inyector.

El pozo S-188D, muestra una inmediata respuesta a la inyección de polímeros, y es el pozo que muestra más incremento en su producción acumulada para cada tamaño de bache.

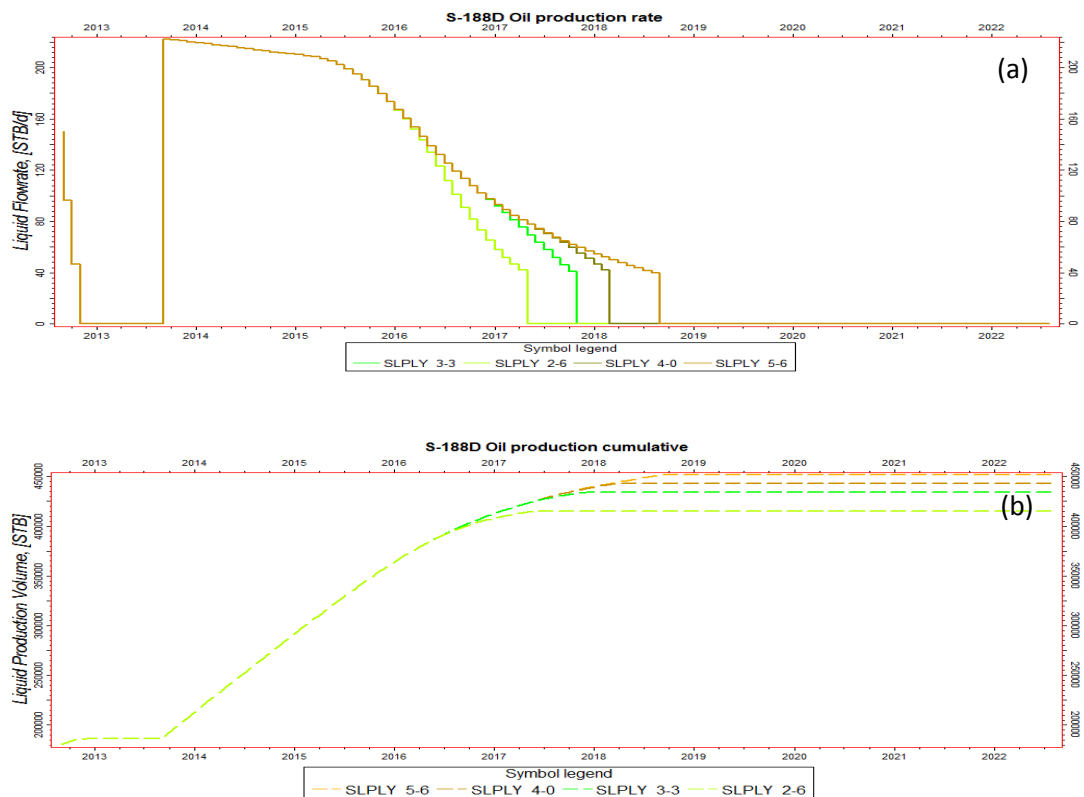


Figura 6-4: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D- Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

El pozo S-153, muestra una respuesta más lenta a la inyección de polímeros, y el incremento de su producción acumulada es en menor porcentaje que la del pozo S-188D. De aquí se evidencia que mientras más corta sea la distancia inyector-productor, la respuesta a la inyección de polímeros será más rápida y más efectiva.

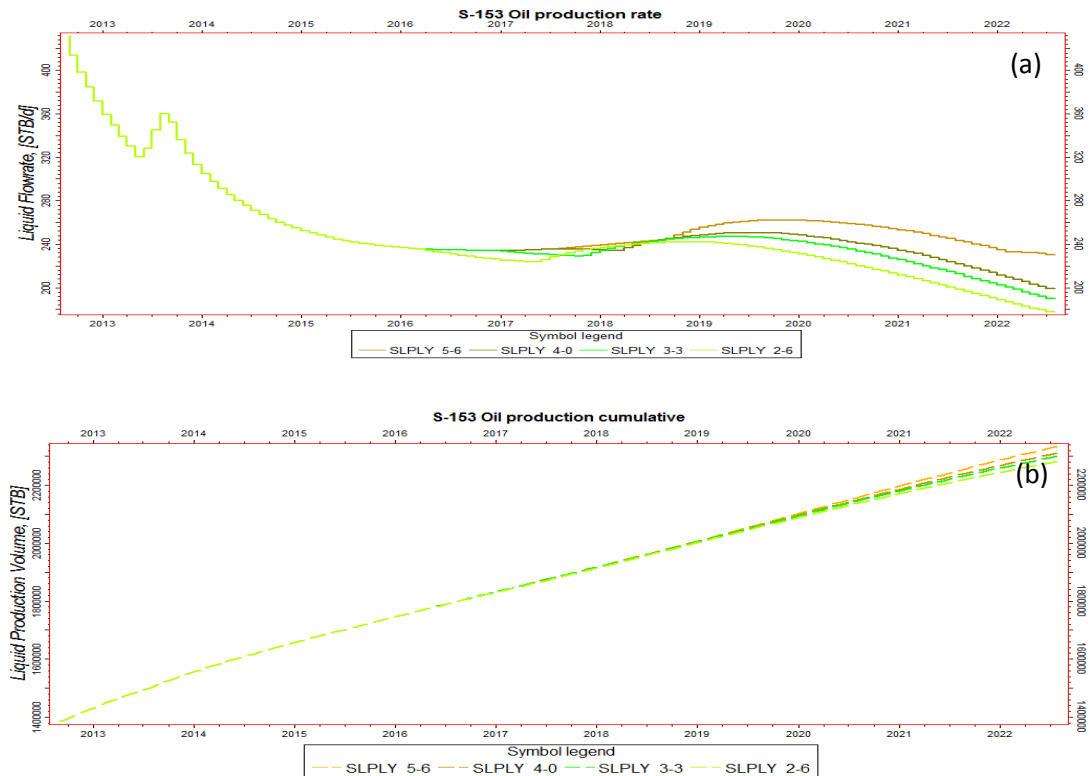


Figura 6-5: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

En la figura 6-6 y 6-7, se puede ver que la irrupción de agua en los pozos productores, para todos los casos, se da después de 24 meses comenzada la inyección de polímero (junio 2015). Para los tamaños de bache de polímero más grandes la producción acumulada de agua por un pequeño lapso de tiempo tiende a crecer más rápido que para los baches más pequeños, pero conforme avanza la inyección, la producción acumulada de agua al 2022 es menor para los baches más grandes. Para el tamaño de bache de 3años- 3meses se producen 92213.35 BLS de agua menos que para el bache de 2años-6meses, lo cual, tomando en cuenta la cantidad de polímero adicional inyectado en cada caso, representa la diferencia más favorable para el proceso (ver tabla 6-2).

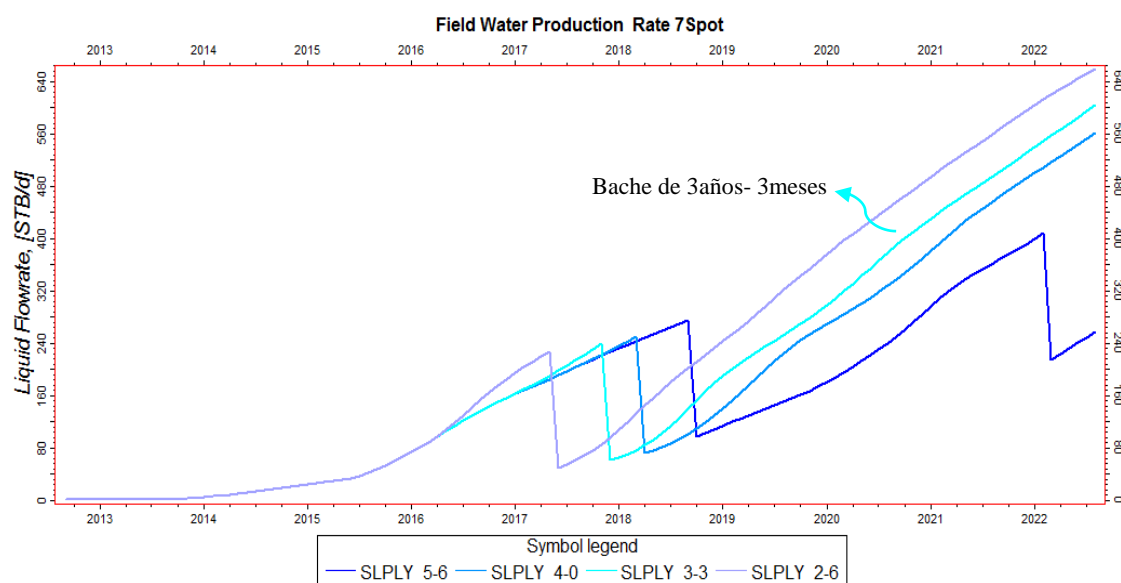


Figura 6-6: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

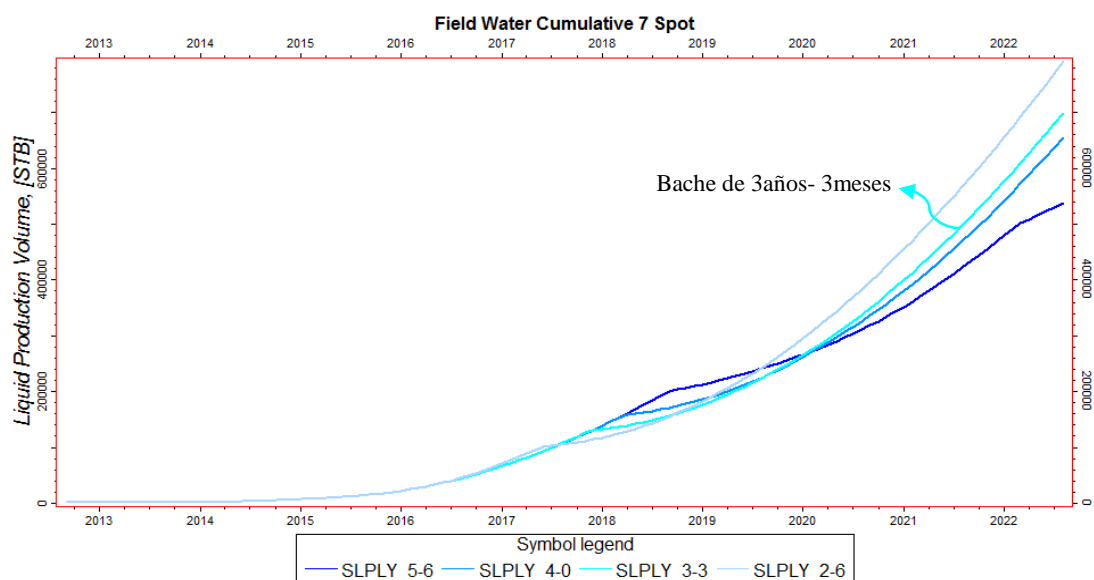


Figura 6-7: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Tamaño de Bache polímero	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
años-meses	BLS	BLS	BLS	%
2-6	790931	0	659.1	49.2
<u>3-3</u>	<u>698718</u>	<u>-92213</u>	<u>604.0</u>	<u>46.3</u>
4-0	655309	-43408	562.2	43.9
5-6	538237	-117072	256.4	25.7

Tabla 6-2: Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Para mostrar de mejor manera cómo influye el tamaño de bache de polímero sobre la producción de agua, en la figura 6-8, se muestra la tasa y la producción acumulada de agua para el pozo S-188D y en la figura 6-9 para el pozo S-153.

La producción acumulada de agua para el pozo S-188D aumenta conforme se inyecta un tamaño de bache de polímero más grande. Si bien a una misma fecha la tasa de producción de agua es menor para los tamaños de bache más grandes, el tiempo en que el pozo alcanza la tasa mínima de producción de petróleo es más largo, por lo tanto se produce un acumulado de petróleo y agua más grande.

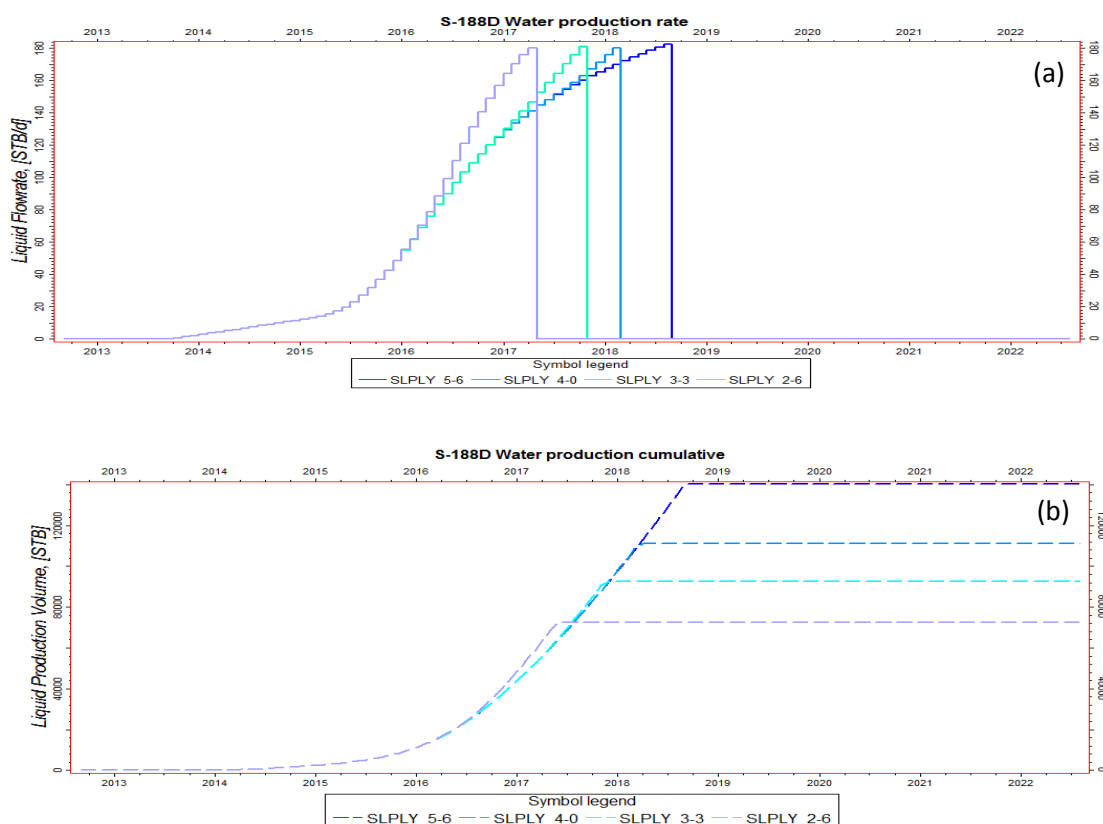


Figura 6-8: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

La producción acumulada de agua para el pozo S-153, disminuye con la inyección de baches de polímeros más grande, esto debido a que el frente de agua invade de manera más uniforme la formación, evitando la llegada temprana de agua a este pozo.

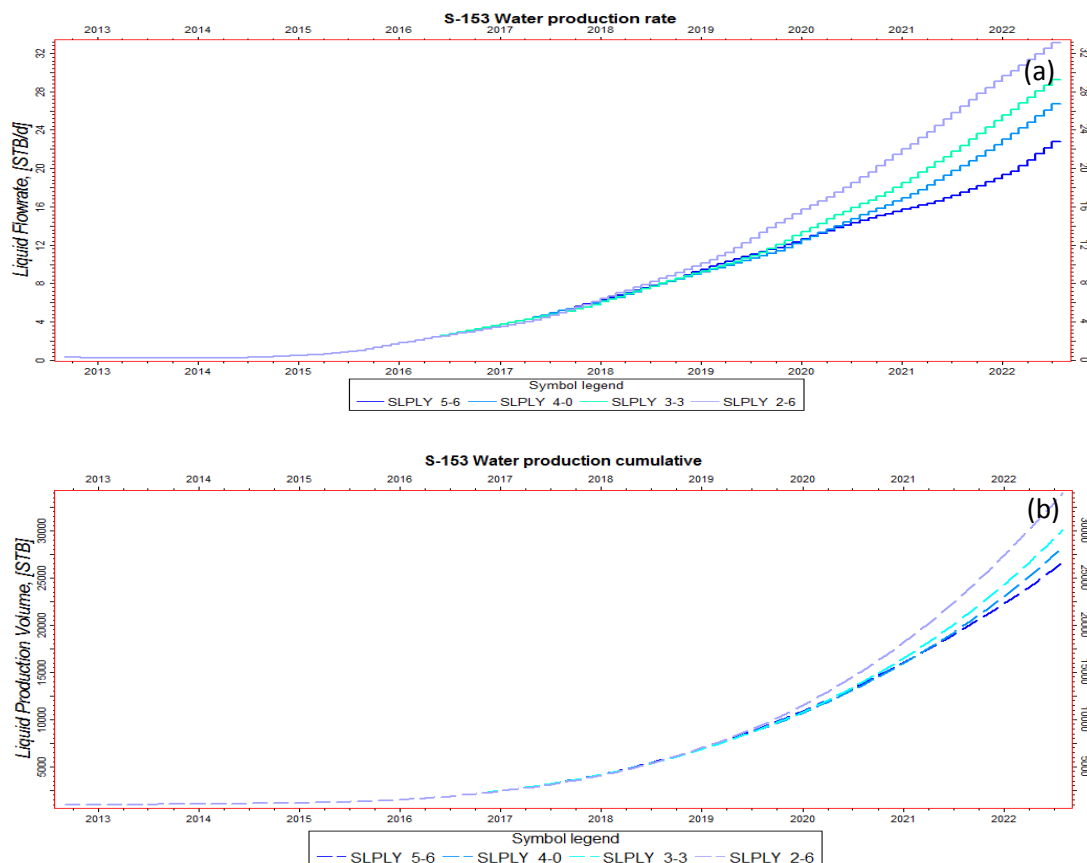


Figura 6-9: Tasa a) y Acumulado b) de Producción de Agua Pozo S-153 -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Como se menciona anteriormente, la inyección de polímeros aparte de servir como método para mejorar la eficiencia de barrido (modificando la relación de movilidad agua-petróleo), también sirve como un método efectivo para el mantenimiento de presión, esto debido a los grandes volúmenes de agua que se utilizan para inyectarlos a la formación.

En la figura 6-10 y 6-11 se pudo ver que si bien la presión disminuye en la etapa de producción, esta disminución es lenta y cuando los pozos se cierran, la presión restaura rápidamente, incluso como se puede ver en la figura 6-10, para el pozo S-188D con un bache de polímero de 5 años- 6 meses, la presión sube por encima del valor registrado cuando el pozo está cerrado al inicio de la simulación.

Mientras que para el pozo S-153, si bien la presión va decayendo, cuando se produce el cierre del pozo S-188D, esta comienza nuevamente a subir, haciendo que la producción de petróleo también se vaya incrementando como se mostro anteriormente en la figura 6-5.

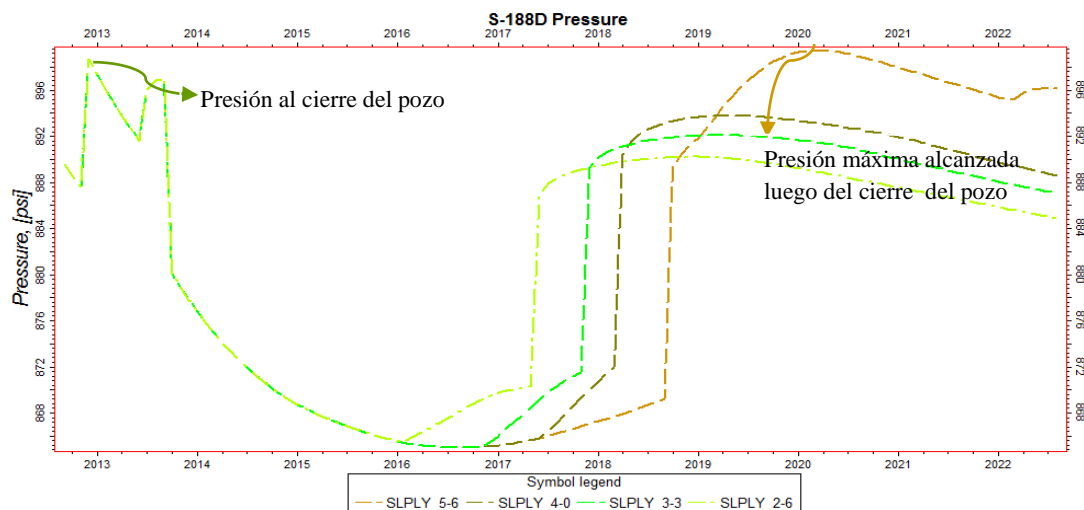


Figura 6-10: Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

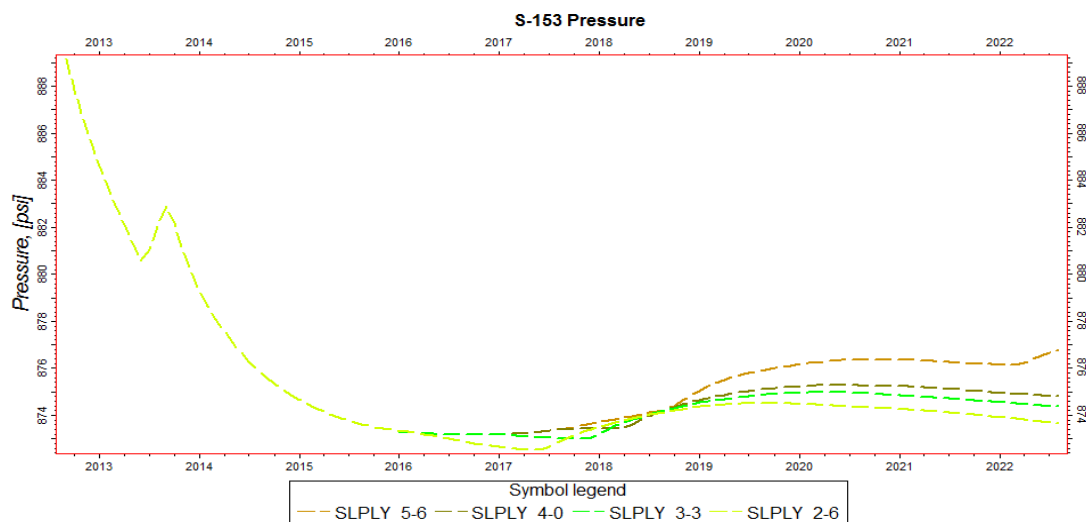


Figura 6-11: Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

En la figura 6-12 y 6-13, la cantidad de polímero adsorbido aumenta conforme aumenta el tamaño de bache de polímero inyectado a la formación. Pero debido a que la concentración de adsorción del polímero ingresada en el keyword PLYADS es baja (0.0000017 LB/BL), el porcentaje de polímero adsorbido acumulado para todos los tamaños de bache, apenas supera el 10% del polímero total inyectado y la producción del mismo apenas supera el 16%, lo que resulta muy conveniente ya que deja una gran parte (cerca del 74%) del polímero inyectado, todavía en solución con el agua (tabla 6-3 a) y b)).

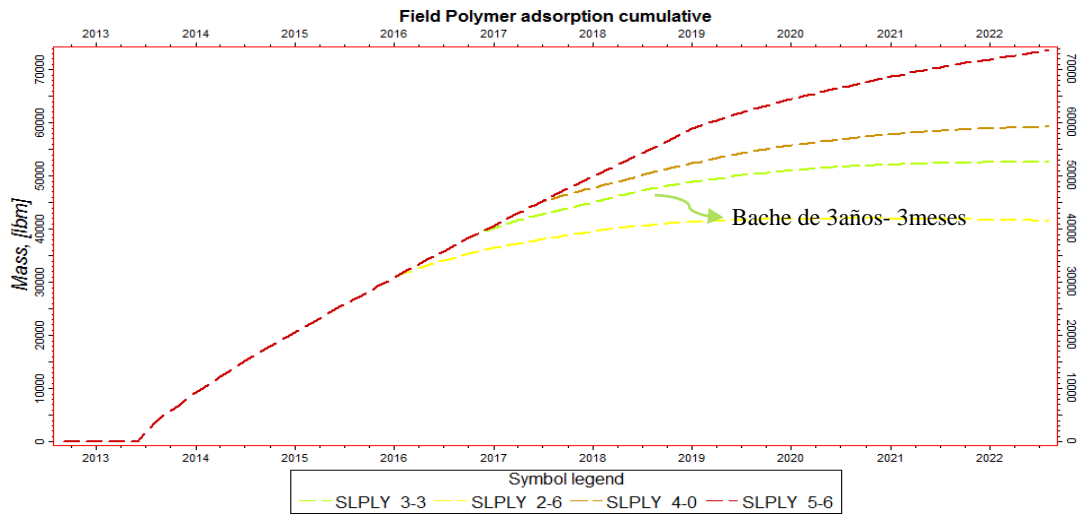


Figura 6-12: Adsorción Acumulada de Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Si bien en los baches de polímero más grandes se inyecta una mayor cantidad de polímero, la producción del mismo no aumenta en la proporción de la cantidad del polímero inyectado, esto se debe a que con tamaños de bache más grandes la producción de agua es menor y por lo tanto la cantidad de polímero producido en porcentaje del polímero total inyectado disminuye conforme aumenta el tamaño de bache (ver tabla 6-3 b)).

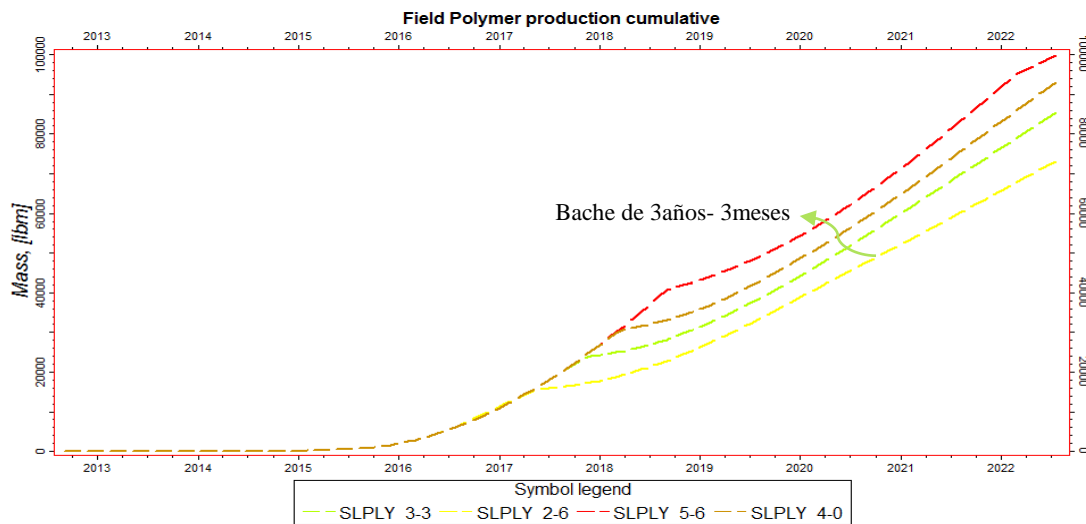


Figura 6-13: Producción Acumulada de Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Tiempo de Inyección polímero	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
años-meses	LB	LB	LB	LB
2-6	453120	41562	73675	337882
3-3	599520	52691	86155	460674
4-0	701280	59286	93897	548097
5-6	730560	73646	96018	573511

Tabla 6-3 a): Mediciones de la solución de polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

Tiempo de Inyección polímero	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
años-meses	LB	%	%	%
2-6	453120	9.2	16.3	74.6
3-3	599520	8.8	14.4	76.8
4-0	701280	8.5	13.4	78.2
5-6	730560	10.1	13.1	78.5

Tabla 6-3 b): Mediciones de la solución de polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°1.

En las figuras 6-14, se puede observar el perfil de invasión de la inyección de polímero a la formación para el tamaño de bache de 3años- 3meses. Como se puede apreciar en la figura a pesar de que los polímeros inyectados mejoraron la eficiencia de barrido, todavía se presentan canalizaciones y segregación gravitacional del fluido inyectado.

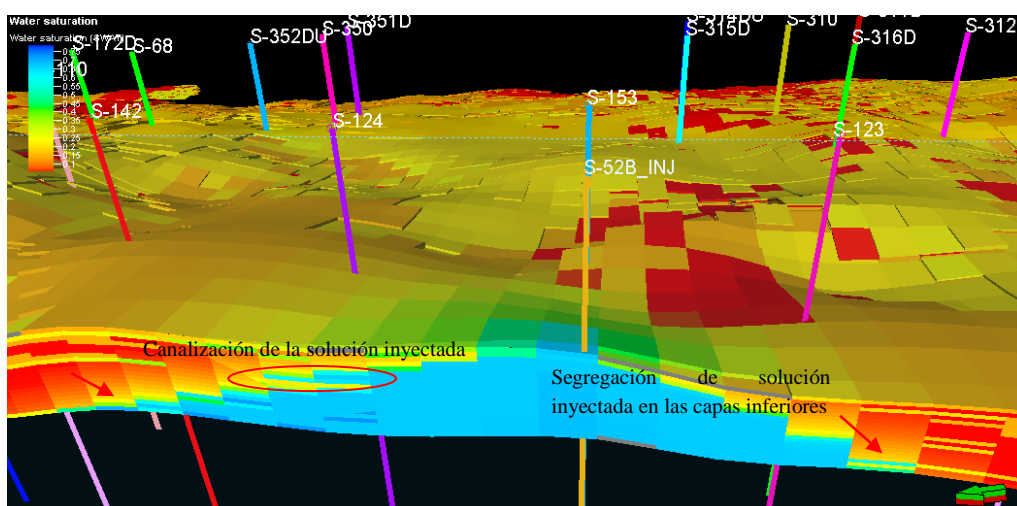


Figura 6-14: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- Tamaño de bache 3años- 3meses (corte en sección).

En la figura 6-15 (a) y (b), se puede apreciar cómo afecta la segregación gravitacional del agua inyectada a la eficiencia de barrido. En la capa N° 10 el área invadida es aproximadamente la mitad del área invadida de la capa N°20, lo que causa que en las capas superiores se quede una mayor cantidad de petróleo sin recuperar.

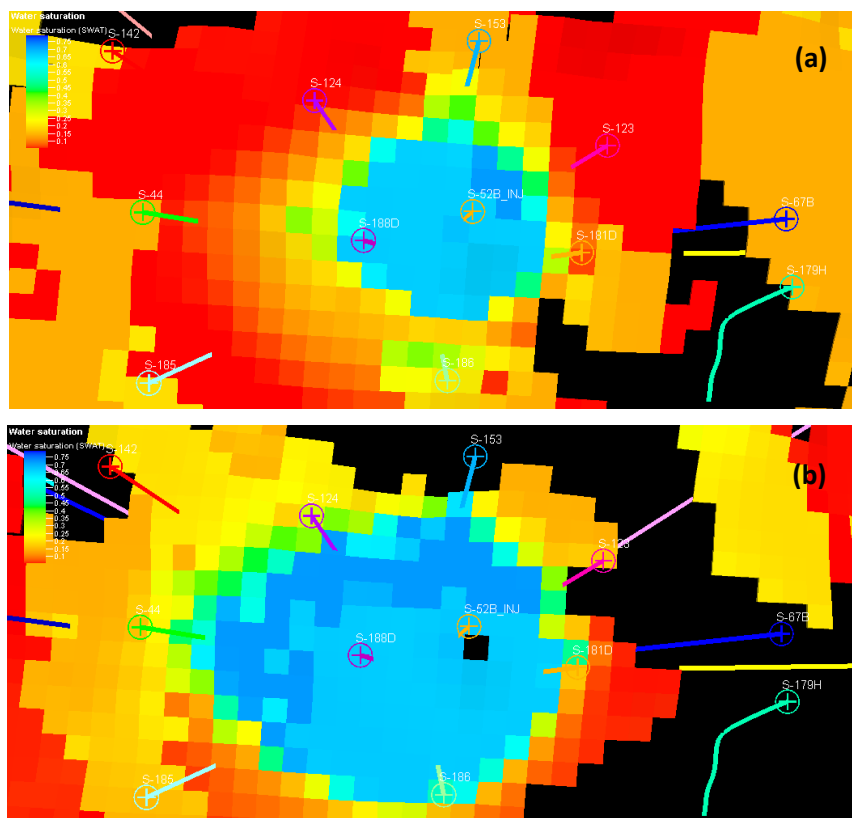


Figura 6-15: Saturación de agua de la zona de evaluación -Tamaño de bache 3años- 3meses (vista superior-capa N°10(a) y N°20(b)).

En la figura 6-16 (a) y (b), se puede apreciar que la concentración de polímero luego de la inyección del bache de polímero de 3años- 3 meses es homogénea en todas las capas, pero a medida que se inyecta el bache de empuje de agua, la concentración disminuye en casi toda la zona. En la figura 6-17(a) y (b), la concentración de polímero en las capas superiores tiende a disminuir en las cercanías al pozo inyector, mientras que en las capas inferiores la concentración tiende a mantenerse.

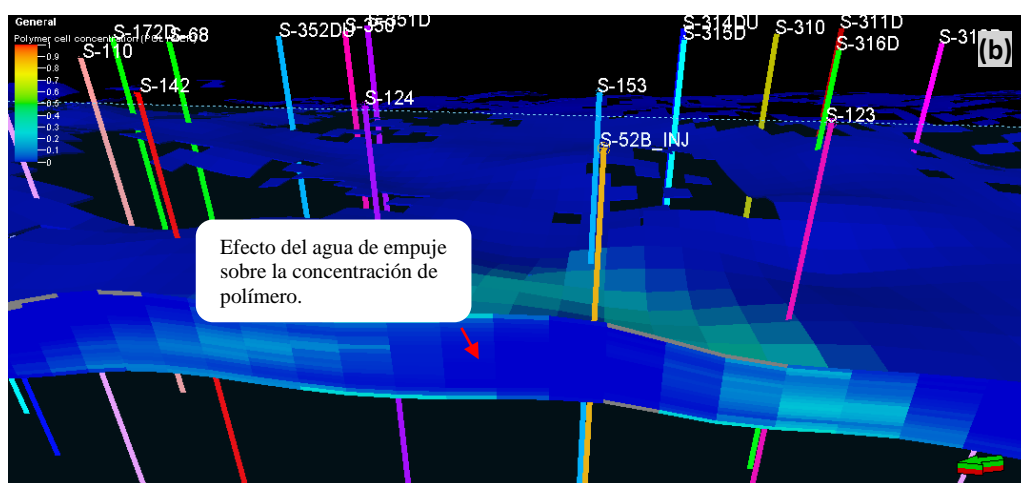
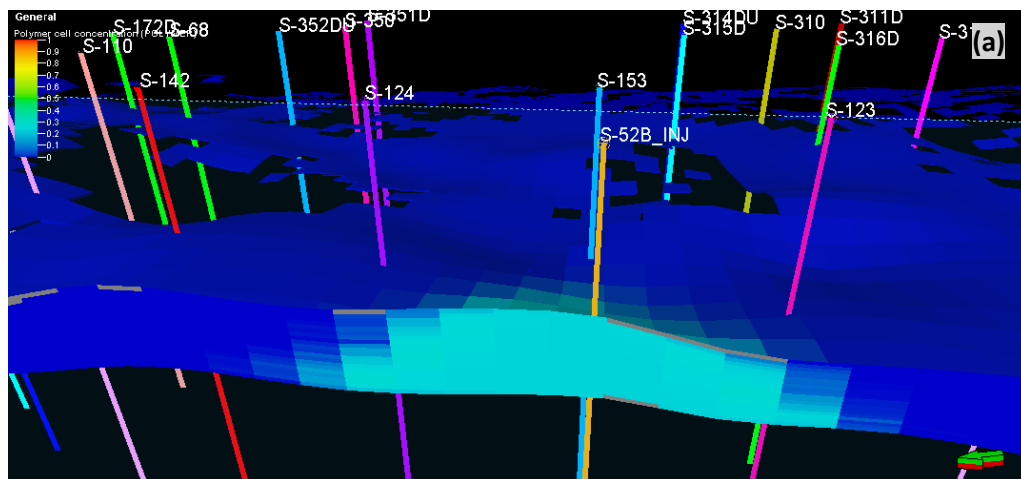
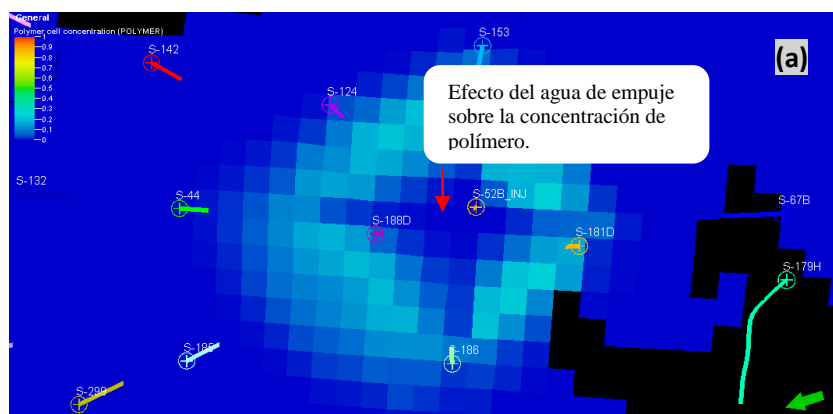


Figura 6-16: Concentración de polímero- 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b) -Tamaño de bache 3años- 3meses (corte pozo S-188D- S-181).



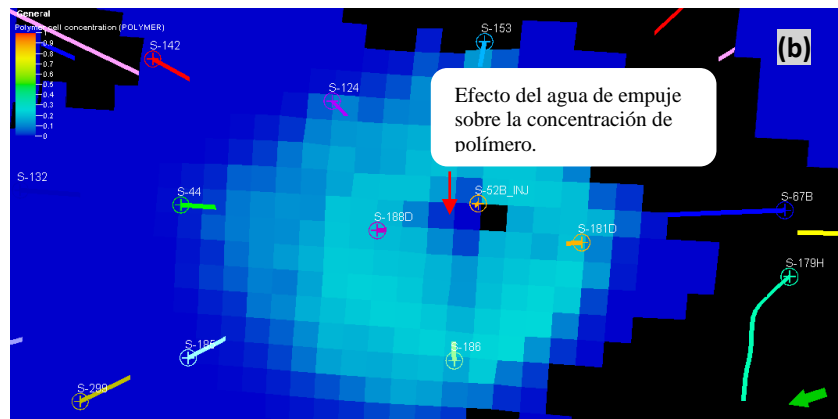


Figura 6-17: Concentración de polímero- 01/08/2022 -Tamaño de bache 3años- 3meses (capa N°10 a) y N°20 b)).

6.1.1.2. Concentración

Al igual que en la sensibilidad hecha al Tamaño de Bache, mientras más alta es la concentración de polímero (más cantidad de polímero inyectado), ciertamente la tasa de petróleo aumenta. Pero como se observa en la figura 6-18, desde el año 2015 al 2019, hay una gran diferencia entre la producción del bache de concentración de 0.17 y 0.31 LB/BL, y para las concentraciones mayores a 0.31 LB/BL, a pesar de que se inyecta una gran cantidad de polímero adicional, la tasa de petróleo no aumenta en gran medida.

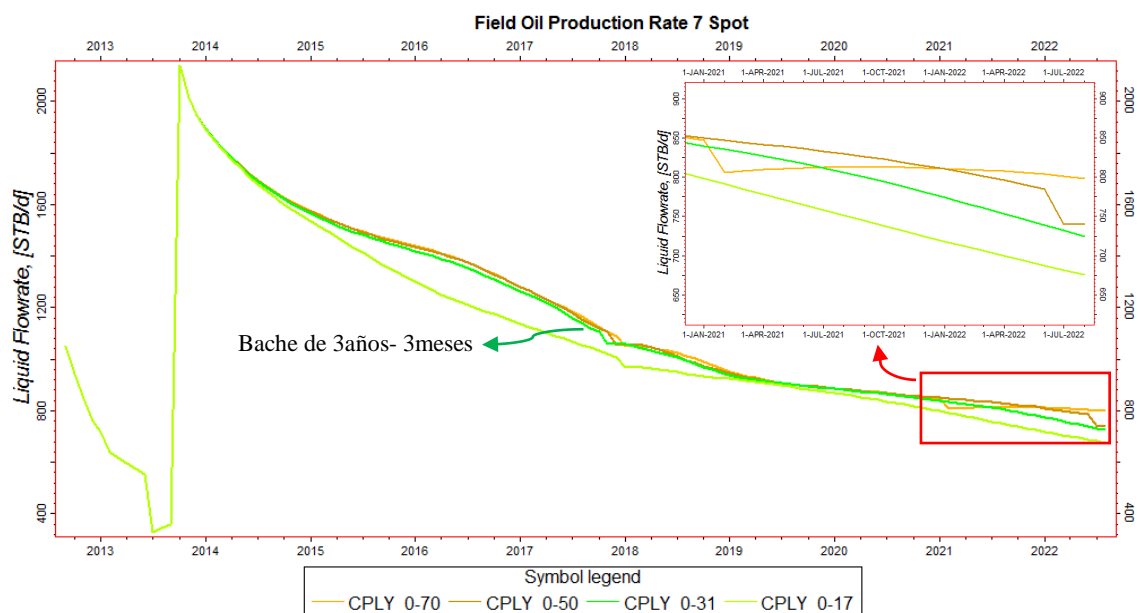


Figura 6-18: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Hasta una concentración igual a 0.31 LB/BL el incremento en la producción acumulada de petróleo con respecto a la concentración inmediatamente menor (0.17 LB/BL) es muy significativa, 177249 BLS (tabla 6-4), pero para concentraciones más altas a 0.31 LB/BL, el incremento en la producción acumulada de petróleo no aumenta en la medida esperada para la cantidad de polímero adicional inyectado (figura 6-19 y 6-20).

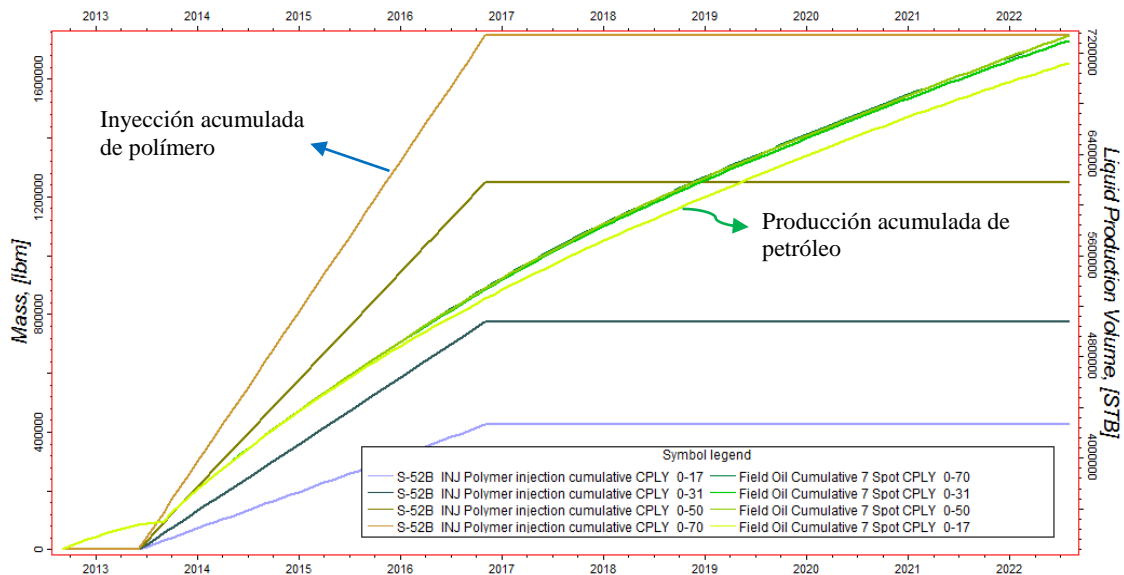


Figura 6-19: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

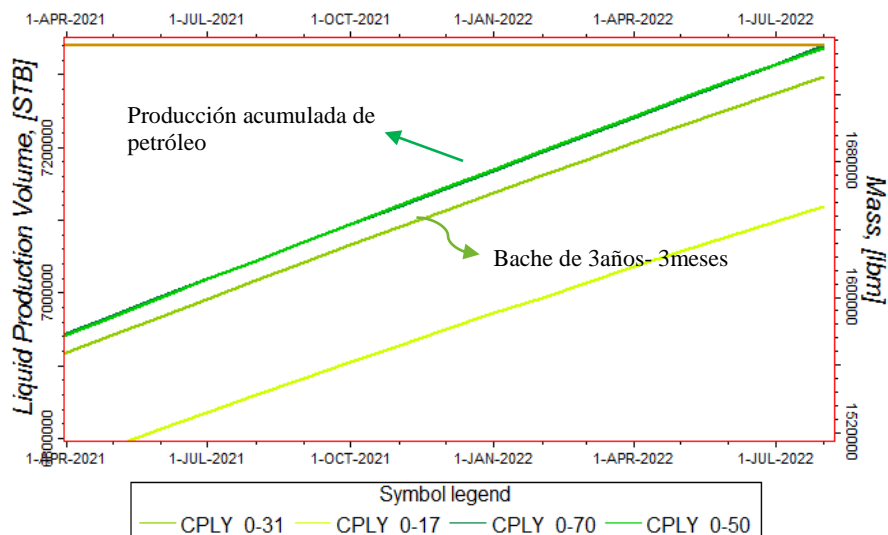


Figura 6-20: Zoom figura6-7, Producción Acumulada de Petróleo -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Concentración de polímero	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
LB/BL	BLS	BLS	BLS	BLS
-	3276296	-	-	-
0.17	7119743	3843447	0	675.6
<u>0.31</u>	<u>7296992</u>	<u>4020696</u>	<u>177249</u>	<u>724.6</u>
0.5	7336758	4060462	39766	740.0
0.7	7339441	4063145	2683	798.4

Tabla 6-4: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Para tener una mejor perspectiva del comportamiento de la producción de petróleo de los pozos productores, en la figura 6-21 se puede observar la tasa y acumulado de petróleo del pozo S-188D, la cual se incrementa en gran porcentaje desde el principio de la inyección de polímeros, pero para concentraciones más altas a 0.31 LB/BL, el aumento en la producción es solo un poco más grande que para la concentración de 0.31LB/BL.

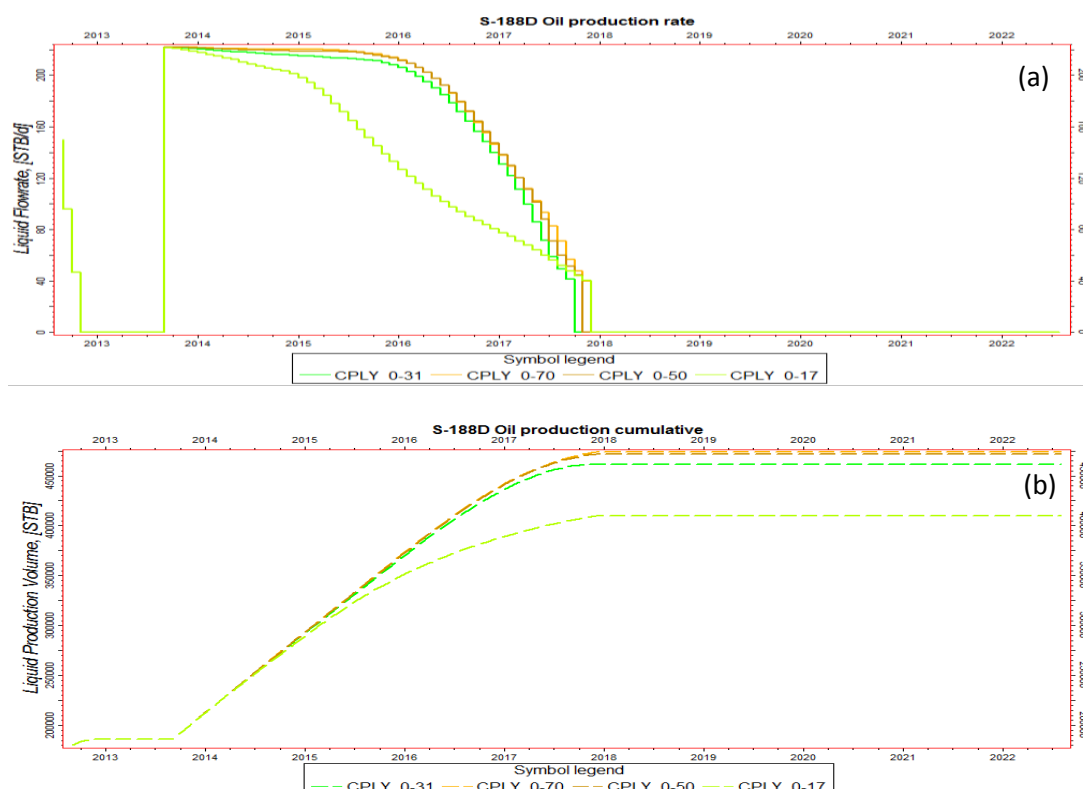


Figura 6-21: Tasa a) y Acumulado b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Para el pozo S-153, la respuesta a la inyección es mucho más lenta, pero como se puede ver en la figura 6-22, el aumento de la tasa y acumulado de producción es más uniforme para todos los valores de concentración.

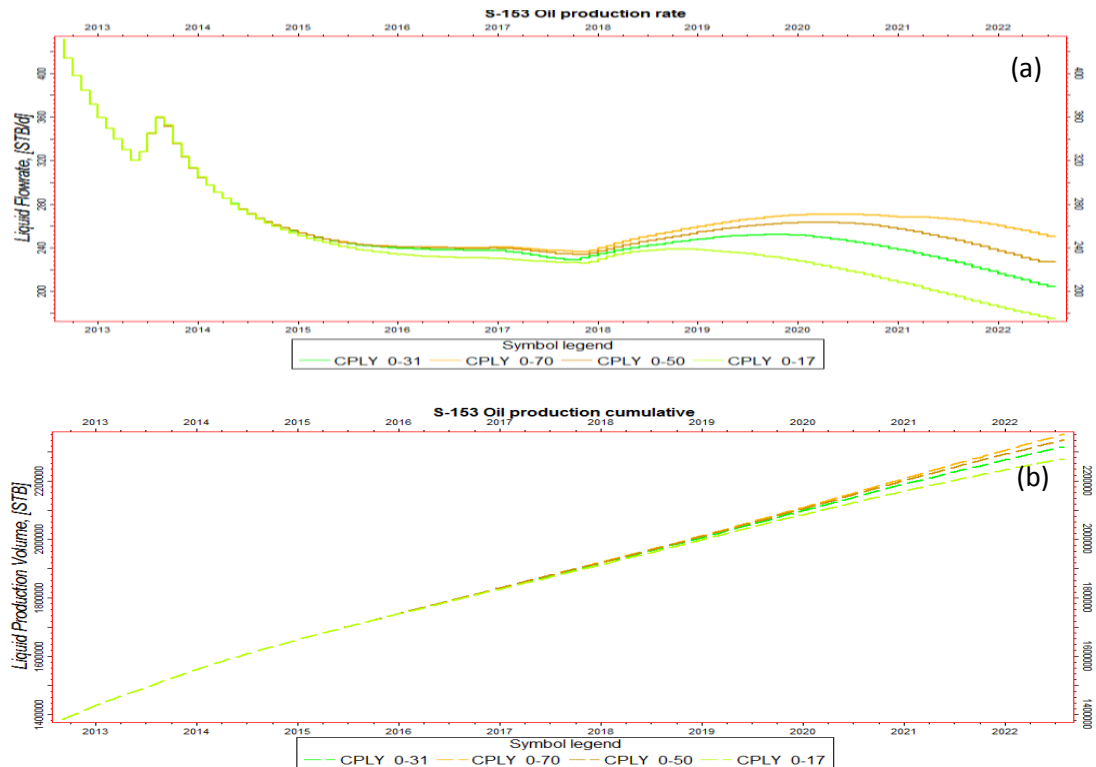


Figura 6-22: Tasa a) y Acumulado b) de Producción de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

La irrupción de agua en los pozos productores, para la concentración de 0.17 LB/BL, se da después de 18 meses comenzada la inyección de polímeros (enero del 2015), mientras que para 0.31, 0.5 y 0.7 LB/BL, se da en marzo del 2016 (figura 6-23). Como se puede ver en la figura 6-24, mientras más alta es la concentración de polímero, menor es la producción acumulada de agua.

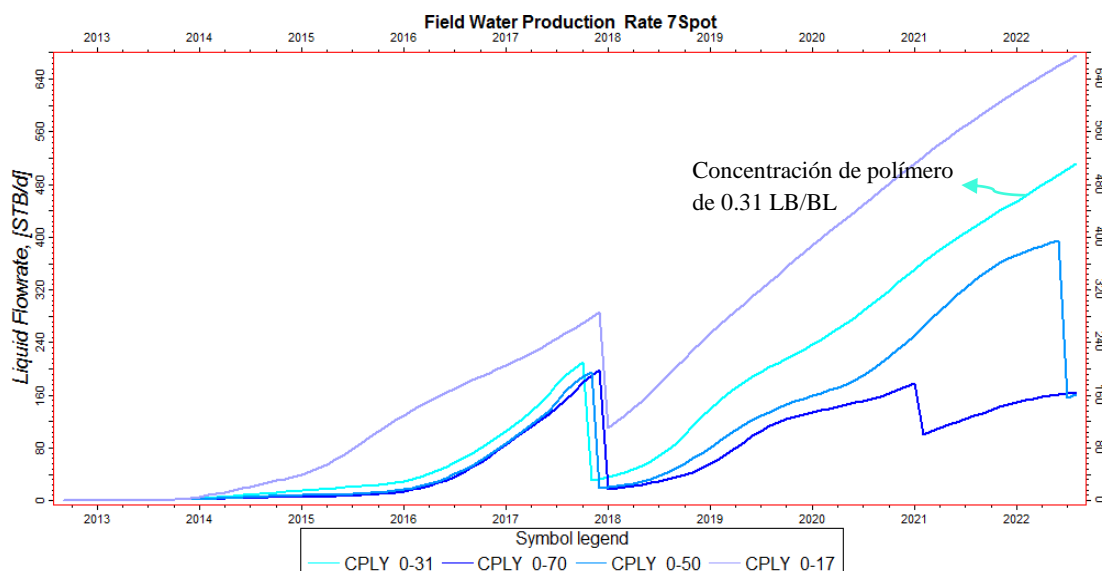


Figura 6-23: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

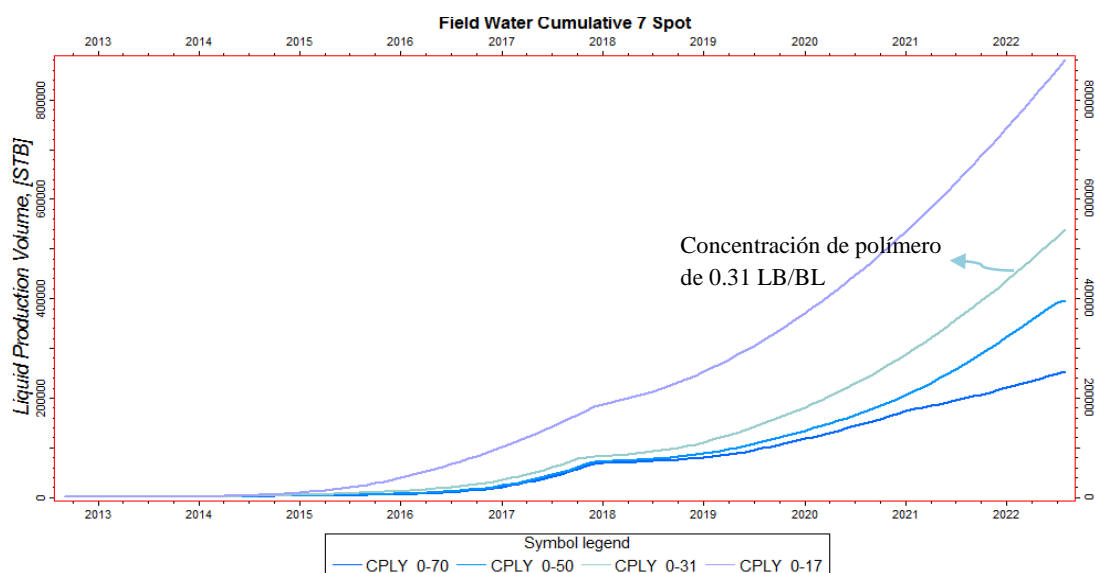


Figura 6-24: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Para la concentración de polímero de 0.31 LB/BL, la producción acumulada de agua es de 342088 BLS menos que para la concentración de 0.17 LB/BL, para la concentración de 0.5 LB/BL se producen 143473 BLS de agua menos que para la concentración de 0.31 LB/BL, y para la concentración de 0.7 LB/BL, se producen 141771 BLS, menos que para la concentración de 0.5 LB/BL. La reducción de la producción de agua más favorable para el proceso se logra con el bache de concentración de polímero de 0.31 LB/BL, aunque como se muestra en la tabla 6-5 el corte de agua al 2002 es más del doble del corte de agua obtenido con las concentraciones de 0.5 y 0.7 LB/BL.

Concentración polímero	Prod. Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum.de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
LB/BL	BLS	BLS	BLS	%
0.17	881385	0	674.9	50.0
0.31	539297	-342088	511.6	41.4
0.5	395824	-143473	160.8	17.9
0.7	254053	-141771	164.9	17.1

Tabla 6-5: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Para apreciar de mejor manera el comportamiento de la producción de agua debido la concentración del polímero, en las figuras 6-25 muestran la Tasa y Acumulado de producción de agua para el pozo S-188D, en la cual se observa que la producción de agua entre la concentración de 0.17 LB/BL y 0.31 LB/BL, es bastante grande, pero para concentraciones de polímero más altas, la reducción en la producción de agua es mínima. Para el pozo S-153 (figura 6-26), la diferencia de producción de agua entre la concentración de 0.17 BL/BL y 0.31 LB/BL es mucho más pequeña que para el pozo S-188D, aunque la diferencia entre las demás concentraciones es más uniforme.

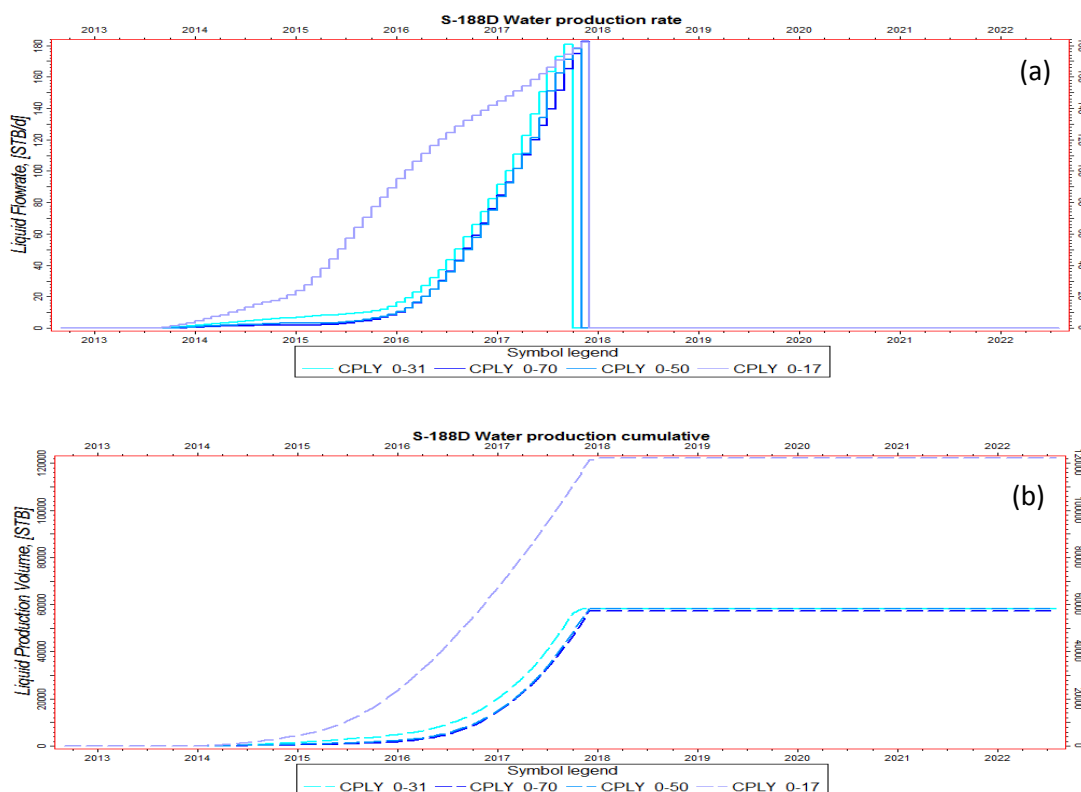


Figura 6-25: Tasa a) y Acumulado b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

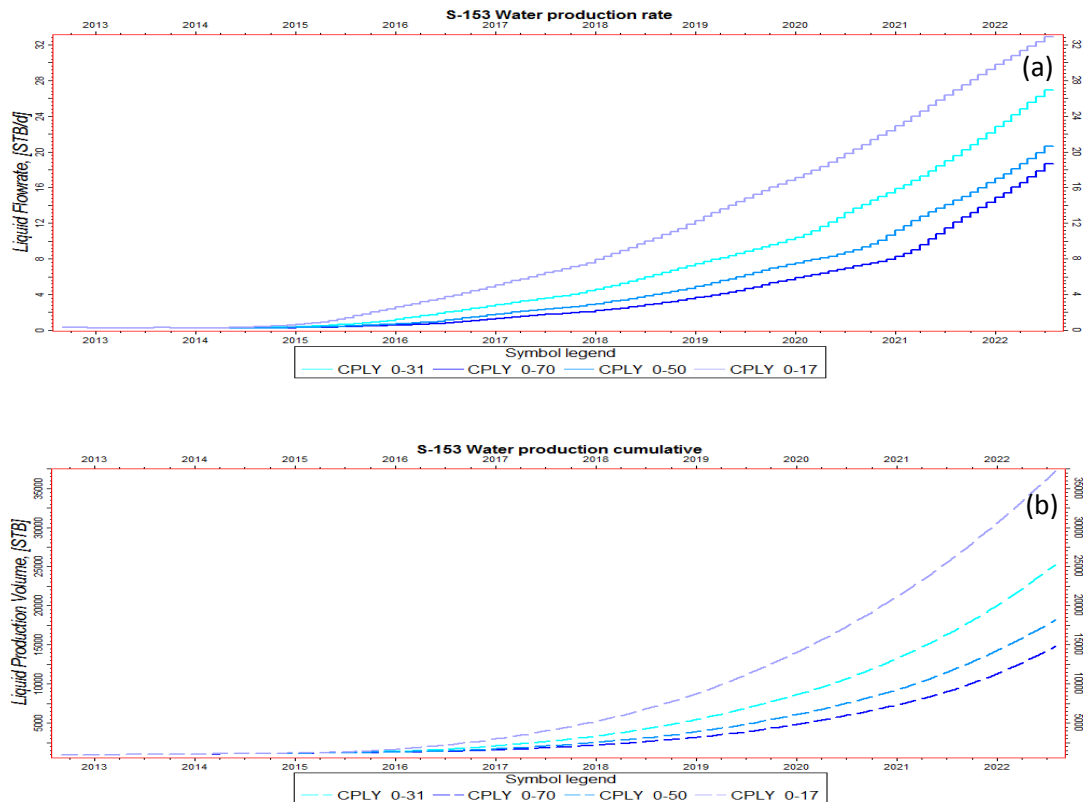


Figura 6-26: Tasa a) y Acumulado b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Las figuras 6-27 y 6-28, muestran que si bien la presión disminuye en la etapa de producción, esta disminución es lenta y en el momento en que los pozos se cierran la presión restaura inmediatamente. Para el pozo S-188D, al cierre del pozo incluso sube por encima del valor de presión registrado cuando el pozo está cerrado (al inicio de la simulación).

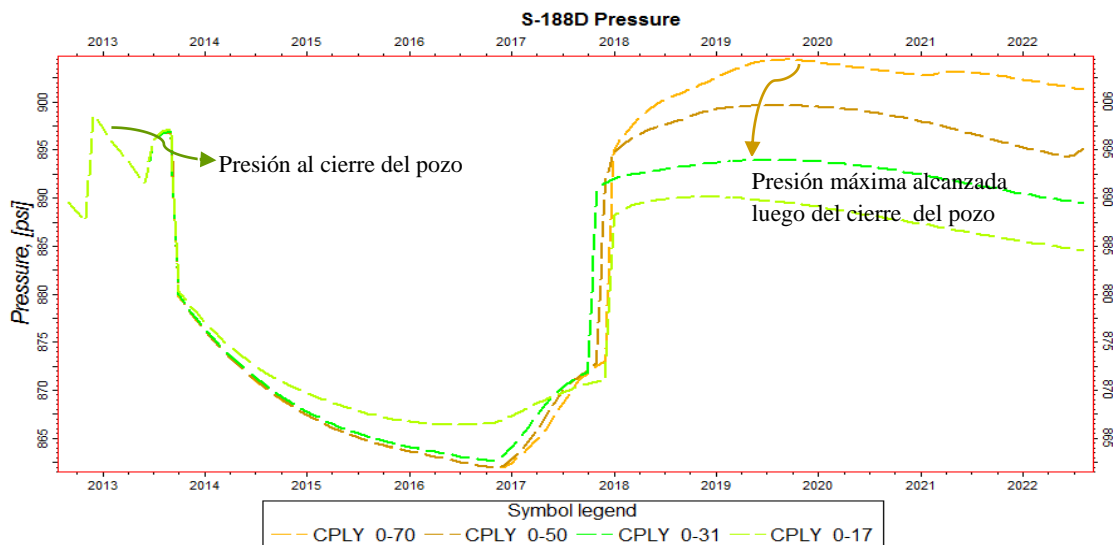


Figura 6-27: Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

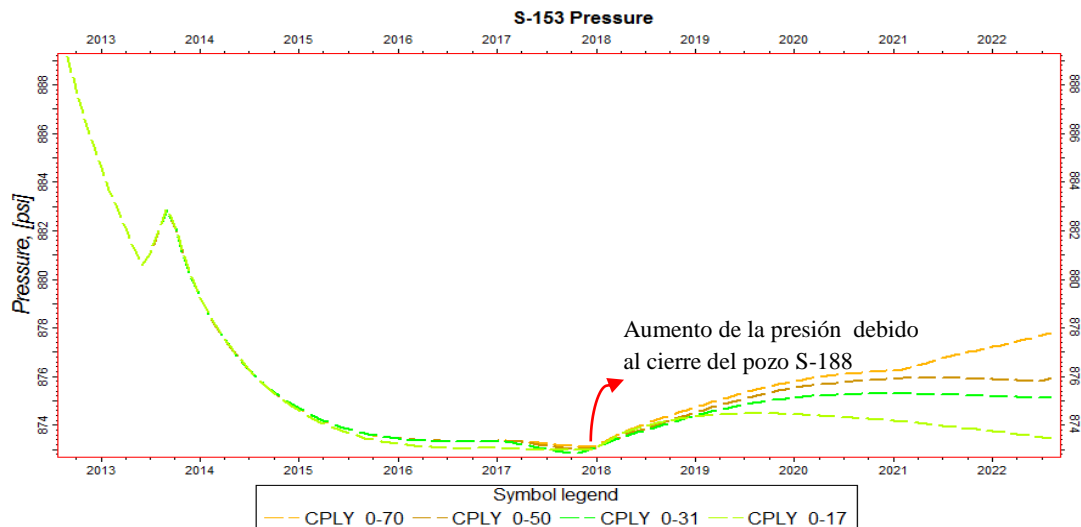


Figura 6-28: Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

En la tabla 6-6, se muestra que la adsorción acumulada de polímero aumenta conforme aumenta la concentración de este. Pero en porcentaje del polímero total inyectado la adsorción y producción de polímero disminuye conforme se aumenta la concentración (figura 6-29 y 6-30), esto es debido a que a altas concentraciones la cantidad de polímero inyectado es bastante grande en comparación con la cantidad de polímero adsorbido y producido, dejando un alto porcentaje de polímero todavía en solución con el agua de inyección.

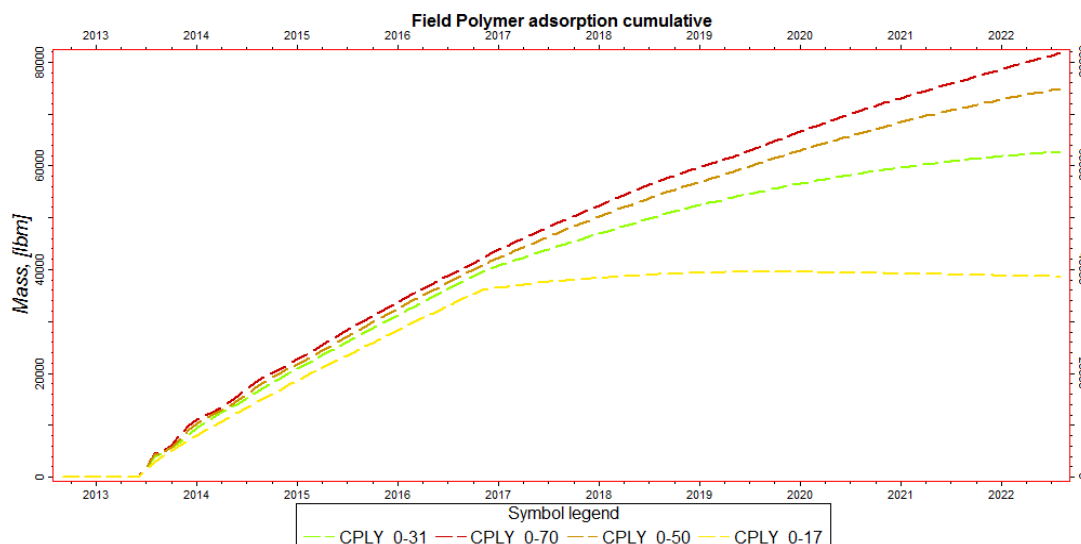


Figura 6-29: Adsorción Acumulada de Polímero- Sensibilidad Concentración- Escenario N°1.

Para el bache de concentración de 0.31 LB/BL, el porcentaje de polímero adsorbido y producido es de 8.1% y 10.0% respectivamente, dejando 81.9% del polímero total inyectado todavía en solución con el agua (figura 6-31).

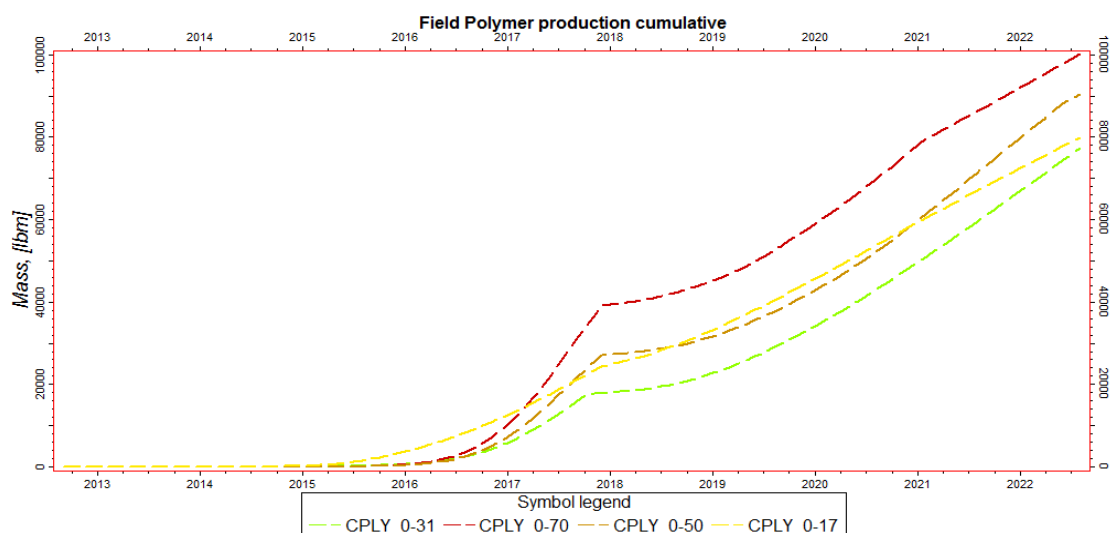


Figura 6-30: Producción Acumulada de Polímero- Sensibilidad Concentración- Escenario N°1.

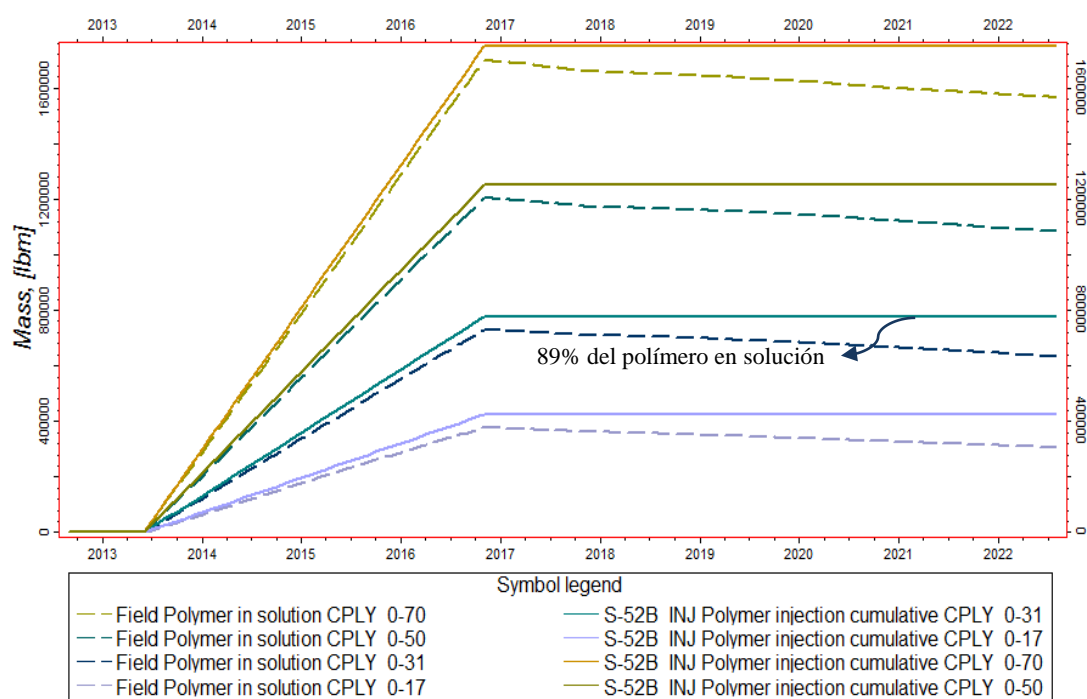


Figura 6-31: Polímero en solución-Sensibilidad Concentración - Escenario N°1.

Concentración polímero	Inyección Acum. de Polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
0.17	424660	38617	79823	306221
<u>0.31</u>	<u>774380</u>	<u>77375</u>	<u>62691</u>	<u>634318</u>
0.5	1249000	74836	90293	1083875
0.7	1748600	81699	100043	1566859

Tabla 6-6 a): Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Concentración – Escenario N°1.

Concentración polímero	Inyección Acum. de Polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	%	%	%
0.17	424660	9.1	18.8	72.1
0.31	774380	10.0	8.1	81.9
0.5	1249000	6.0	7.2	86.8
0.7	1748600	4.6	5.7	89.6

Tabla 6-6 b): Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Concentración – Escenario N°1.

La viscosidad efectiva de la solución agua-polímero es un factor determinante en una inyección de polímeros, ya que, como se menciona anteriormente de esta depende el mejorar (disminuir) la relación de movilidad agua-petróleo. Como se muestra en las figuras 6-32, 6-33 y 6-34, la viscosidad efectiva para las celdas (87 89 10; 87 89 20), (90 88 10; 90 88 20) y (87 95 10; 87 95 20) en las que se encuentran ubicados los pozos S-52B_INJ, S-188D y S-153 respectivamente, presentan un comportamiento diferente entre ellas.

En las celdas en las que está ubicado el pozo S-52B_INJ, la viscosidad efectiva de las capas superiores e inferiores presentan pequeñas diferencias en sus valor hasta que se llega a la fecha de inyección del bache de agua en donde la viscosidad efectiva de las capas superiores baja drásticamente, mientras la viscosidad de las capas inferiores se va reduciendo gradualmente, esto debido que la segregación gravitacional ocasiona que la solución de polímeros se deposite en mayor cantidad en las capas inferiores (figura 6-32).

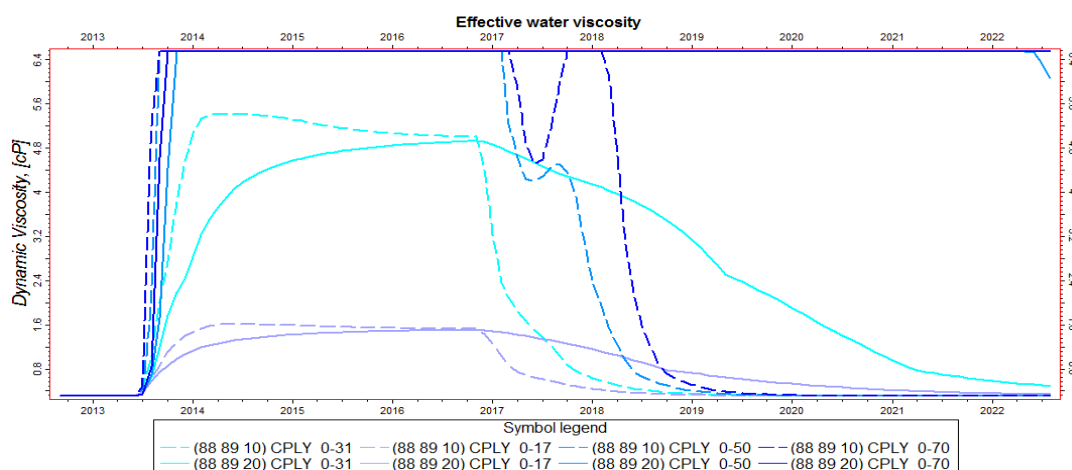


Figura 6-32: Viscosidad efectiva del agua para las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, Capa N°10 y N°20.

Para una concentración de polímero de 0.17 LB/BL, los valores de viscosidad del polímero en las celdas del pozo S-188D no superan los 2cP incluso para las celdas inferiores llega a bajar hasta 0.4cP, valor muy cercano a la viscosidad del agua de inyección (0.3087cP). Para la concentración de 0.31 LB/BL, la viscosidad llega a valores de hasta 6.4cP (cerca de 20 veces la viscosidad del agua de inyección) y sus valores caen hasta máximo 0.8cP, además los valores altos de viscosidad se mantienen por mucho más tiempo comparado con la concentración de 0.17 LB/BL (figura 6-33).

Para las concentraciones de 0.50 y 0.70 LB/BL, la viscosidad en las capas superiores e inferiores del pozo S-188D durante la etapa de inyección de polímero llega hasta 6.4cP, aunque cuando comienza la inyección del bache de agua, la viscosidad de las capas superiores cae hasta 2 y 3.3cP respectivamente, en las capas inferiores la viscosidad se mantiene en 6.4cP.

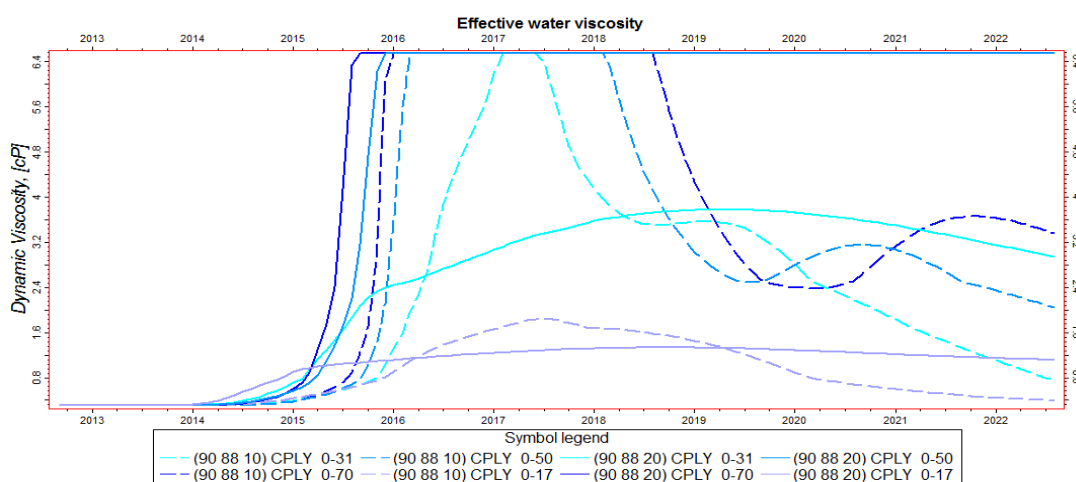


Figura 6-33: Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-188D, Capa N°10 y N°20.

Para las celdas del pozo S-153 (figura 6-34), debido a que este se encuentra más alejado del inyector y que el flujo de la inyección tiene una preferencia a fluir hacia la zona del pozo S-188D (en dirección contraria al S-153), la viscosidad efectiva del agua en estas celdas no supera los 1.25cP en las capas superiores y en las inferiores no supera los 0.6cP, esto debido a que la solución de polímeros llega con menos concentración, en menos cantidad y en más tiempo a los pozos más lejanos, que a los cercanos al inyector.

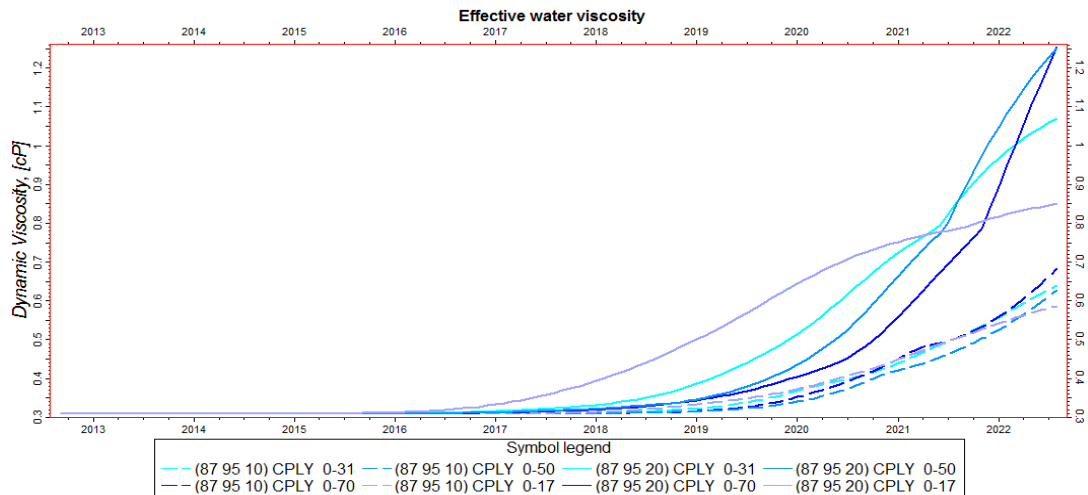


Figura 6-34: Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-153, Capa N°10 y N°20.

En las figuras 6-35 y 6-36, se puede observar el perfil de invasión de la inyección de polímero a la formación para la concentración de 0.31 LB/BL, en la que, la zona invadida por el polímero es mucho más grande y homogénea que la de. Si bien para los tamaños de baches más grandes a 0.31 LB/BL, se invade una mayor porción de la arena, la recuperación de petróleo no aumenta en la proporción del polímero adicional inyectado.

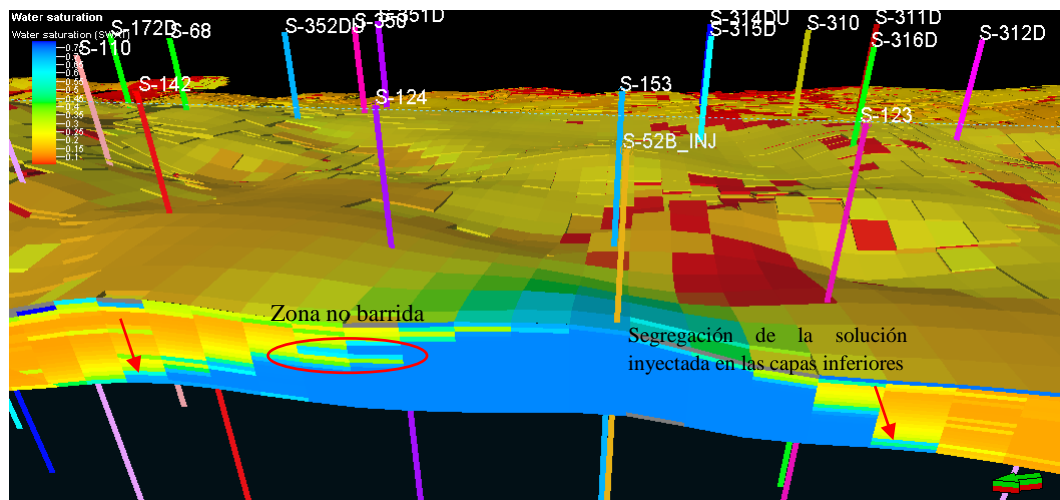


Figura 6-35: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- Concentración 0.31 LB/BL (corte en sección)- 01/08/2022.

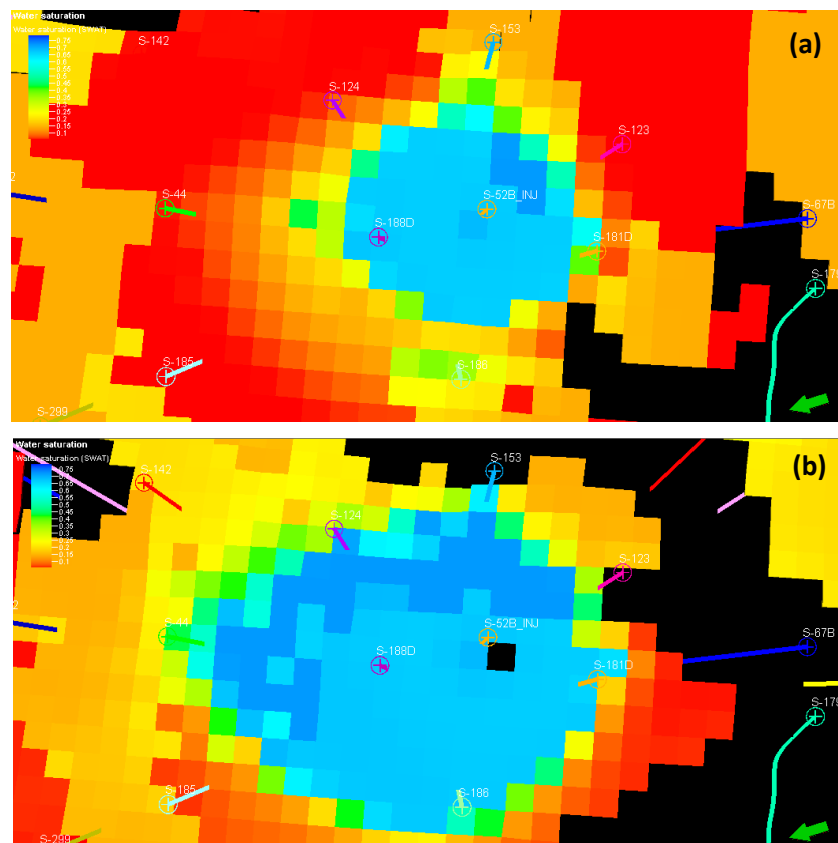


Figura 6-36: Saturación de agua de la zona de evaluación Escenario N°1 – Concentración 0.31 LB/BL (vista superior-capa N°10(a) y N°20(b))- 01/08/2022.

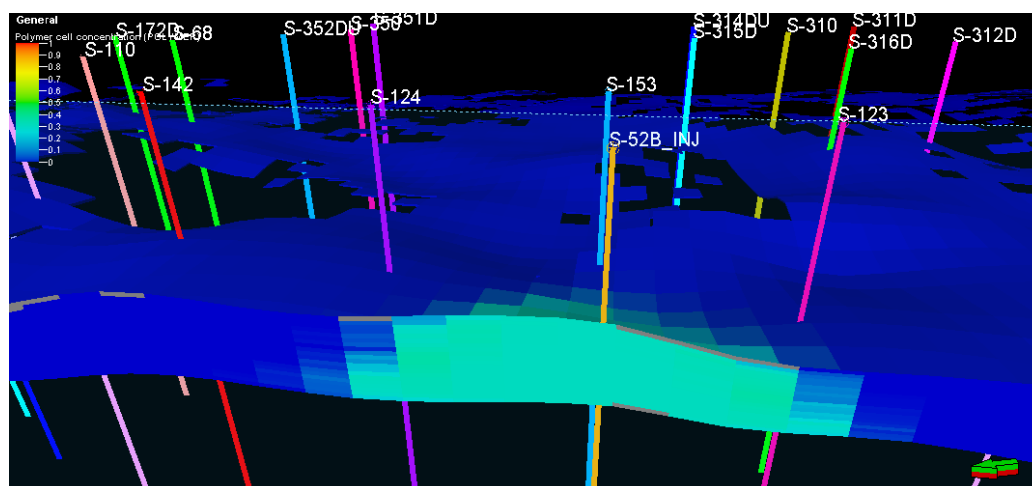


Figura 6-37: Concentración de polímero- Concentración 0.31 LB/BL -(corte pozo S-188D- S-181)- 01/09/2016.

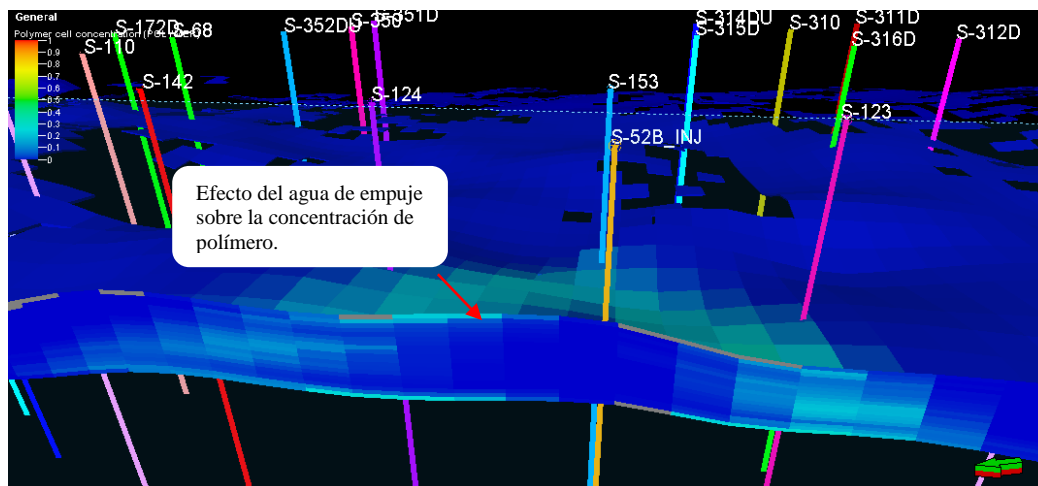


Figura 6-38: Concentración de polímero- Concentración 0.31 LB/BL (corte pozo S-188D- S-181)- 01/08/2022.

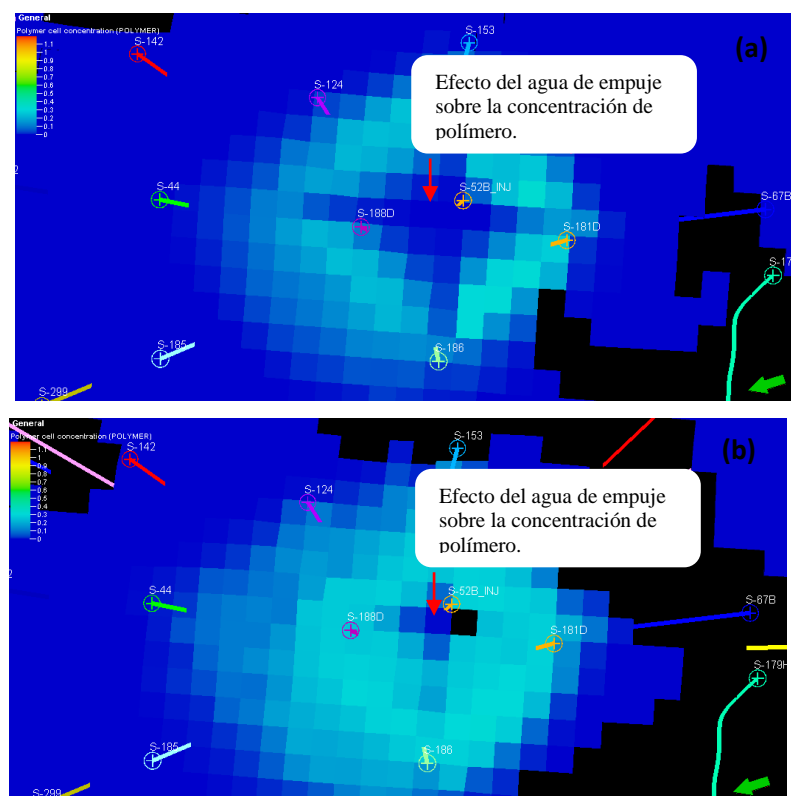


Figura 6-39: Concentración de polímero- Concentración 0.31 LB/BL- (capa N°10 a) y N°20 b))- 01/08/2022.

6.1.1.3. Adsorción

Como se puede observar en la figura 6-40, para un valor de adsorción tan alto como 0.0017 LB/BL, casi el total del polímero inyectado se ha adsorbido sobre la roca.

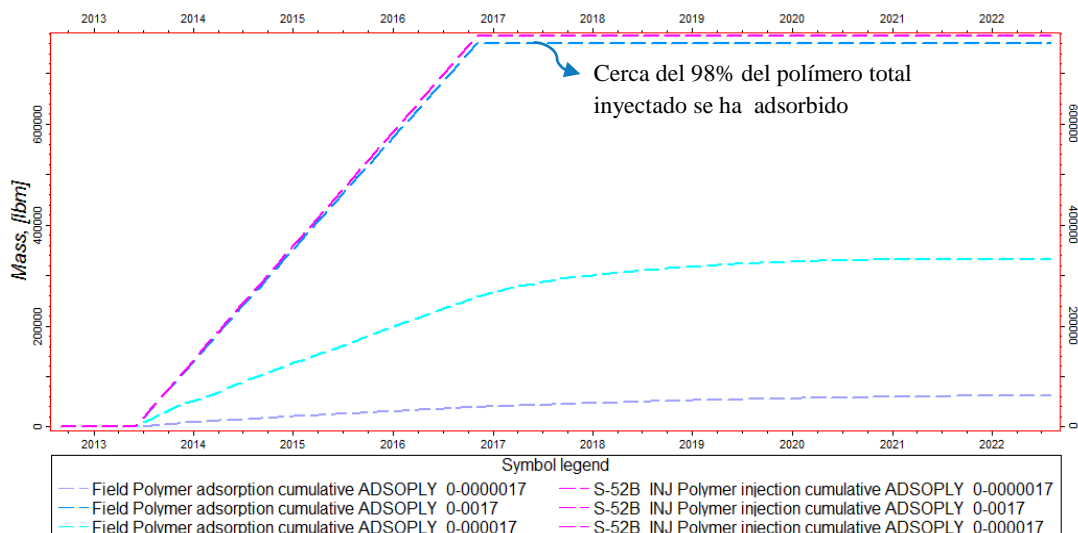


Figura 6-40: Adsorción Acumulada de Polímero-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

La adsorción del polímero sobre la roca hace que el polímero inyectado con el agua se quede atrapado sobre la superficie de la roca y por consiguiente disminuya la concentración del mismo en el agua, por eso para valores de adsorción tan altos como 0.0017 LB/BL, la cantidad de polímero en solución es mínima (figura 6-41).

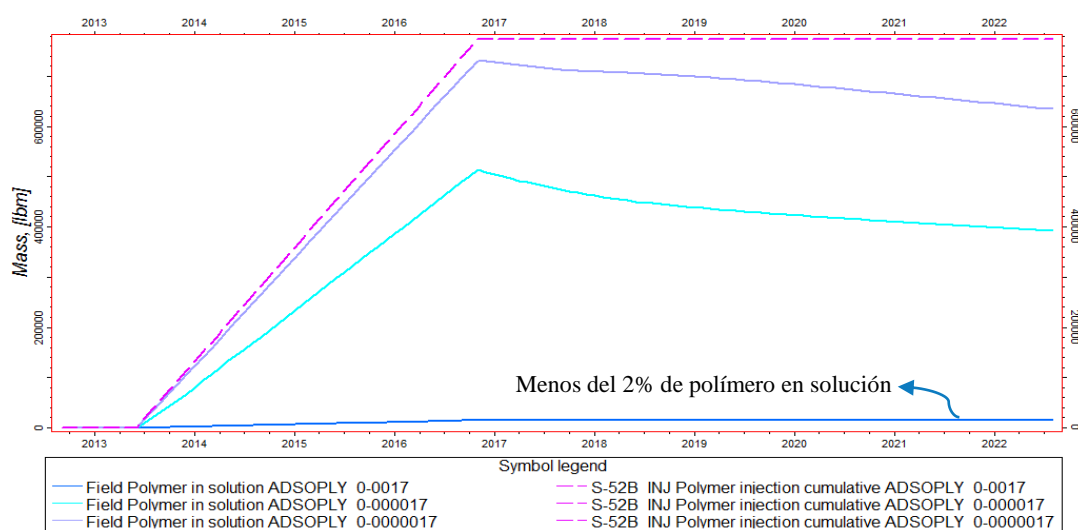


Figura 6-41: Polímero en solución- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Para valores de adsorción bajos y hasta moderados como, la cantidad de polímero adsorbida esta en el orden del 8.1% y 42,8% respectivamente. En estos casos, una gran cantidad del polímero inyectado todavía queda en solución con el agua, logrando así incrementar la viscosidad efectiva de la solución polimérica. Por el contrario aproximadamente solo un 2% del polímero total inyectado permanece en solución con el agua cuando se presenta una alta adsorción del polímero (tabla 6-7 a) y b)).

Adsorción del polímero		Inyección Acum. de Polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
Caso	LB/LB	LB	LB	LB	LB
baja	0.0000017	774380	62691	77375	634318
moderada	0.000017	774380	331306	50771	392304
alta	0.0017	774380	760015	5.01	14360

Tabla 6-7 a): Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Adsorción del polímero		Inyección Acum. de Polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
Caso	LB/LB	LB	%	%	%
baja	0.0000017	774380	8.1	10.0	81.9
moderada	0.000017	774380	42.8	6.6	50.7
alta	0.0017	774380	98.1	0.0006	1.9

Tabla 6-7 b): Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

La recuperación de petróleo obtenida en presencia de un valor de adsorción moderada, es todavía muy conveniente, ya que, como se observa en la figura 6-42 la diferencia en la tasa de petróleo es pequeña con respecto al caso de baja adsorción. Al contrario ocurre para un alto valor de adsorción, en donde el incremento en la producción acumulada de petróleo con relación al proceso de inyección de agua es de solo 35548 BLS, lo que no representa un incremento significativo.

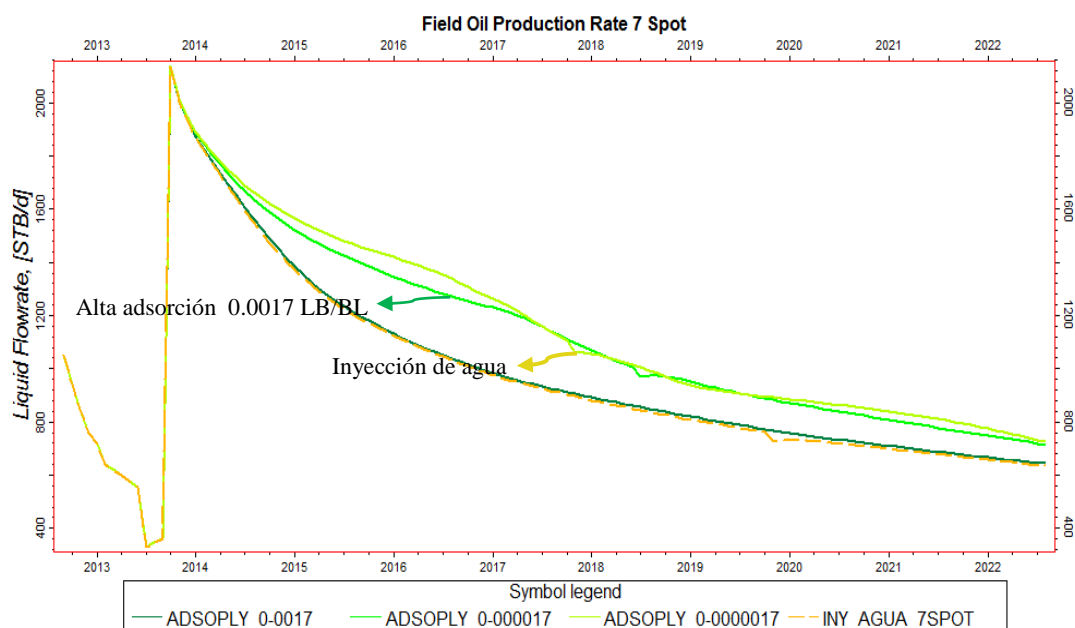


Figura 6-42: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Para una baja y moderada adsorción (0.0000017 y 0.000017 LB/BL), se puede ver que la recuperación de petróleo se incrementa muy por encima de los valores registrados con solo inyección de agua (figura 6-43) y la diferencia en el acumulado de petróleo entre estos los dos casos es de 79417 BLS menos para el caso de una moderada adsorción, lo que resultaría todavía conveniente tomando en cuenta la cantidad de petróleo acumulado que se recuperaría.

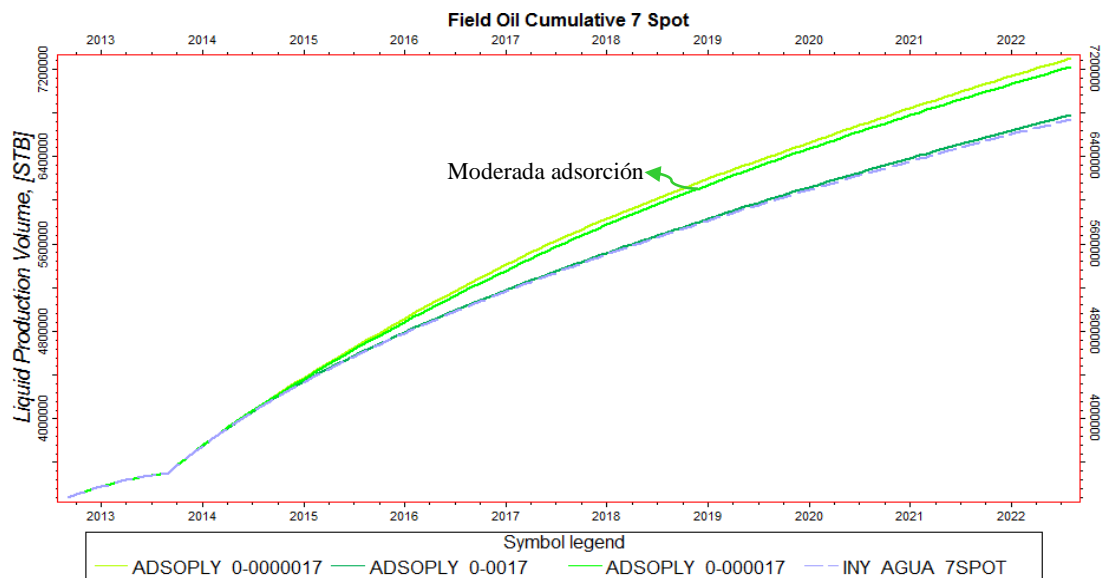


Figura 6-43: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Adsorción de polímero		Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
Caso	LB/BL	BLS	BLS	BLS	BLS
-	-	3276296	-	-	-
baja	0.0000017	7296992	4020696	0	724.5
moderada	0.000017	7217575	3941279	-79417	714.1
alta	0.0017	6775687	3499391	-441888	642.8
Iny. Agua	-	6740139	3463843	-35548	634.4

Tabla 6-8: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Si bien con un alto valor de adsorción el incremento total en la producción es mínimo, en el pozo S-188D es donde más se observa un incremento en la producción. Además para este pozo, con un valor de adsorción moderada incluso se obtiene una producción de petróleo acumulada mayor que en el caso con una baja adsorción, esto es debido a que la tasa de petróleo no cace hasta el límite económico de producción, lo que hace que al final el pozo siga produciendo por más tiempo y el acumulado de petróleo sea mayor (figura 6-44).

Para el pozo S-153 el comportamiento es diferente al del S-188D, esto debido a que el pozo al estar más alejado del inyector, conforme se incrementa la adsorción del polímero sobre la roca, el agua que llega al pozo tiene una menor viscosidad que la que llega a los pozos más cercanos, ya que se va perdiendo una mayor cantidad de polímero sobre la superficie de la roca. Entonces para valores de adsorción altos (0.0017 LB/BL), prácticamente la producción de este pozo no se incrementa más allá de la producción obtenida con el caso de inyección de agua (figura 6-45).

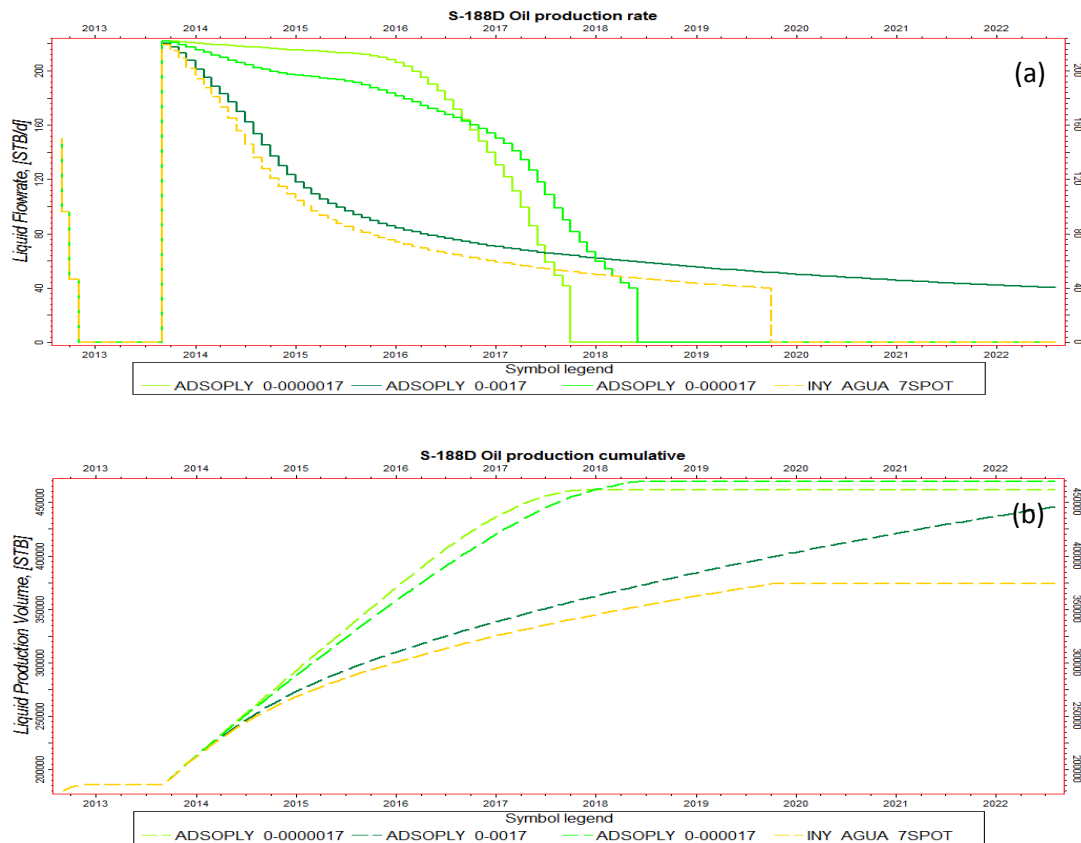
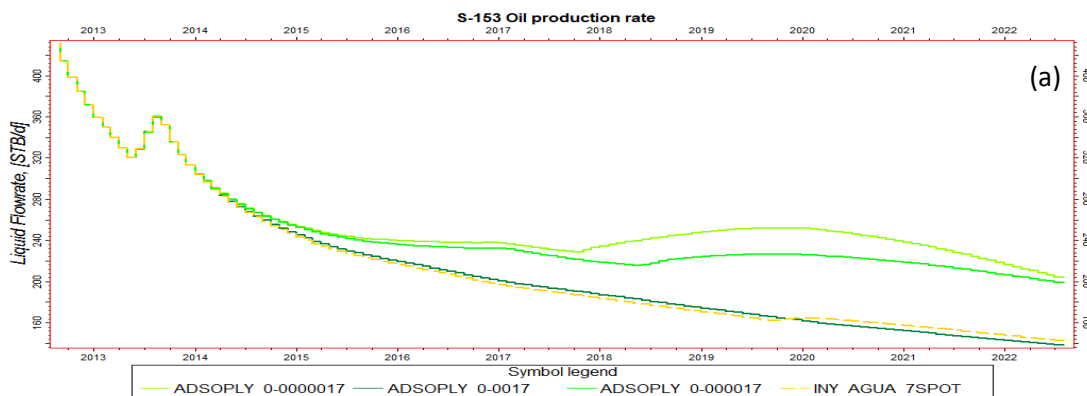


Figura 6-44: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D - Sensibilidad Adsorción- Escenario N°1.



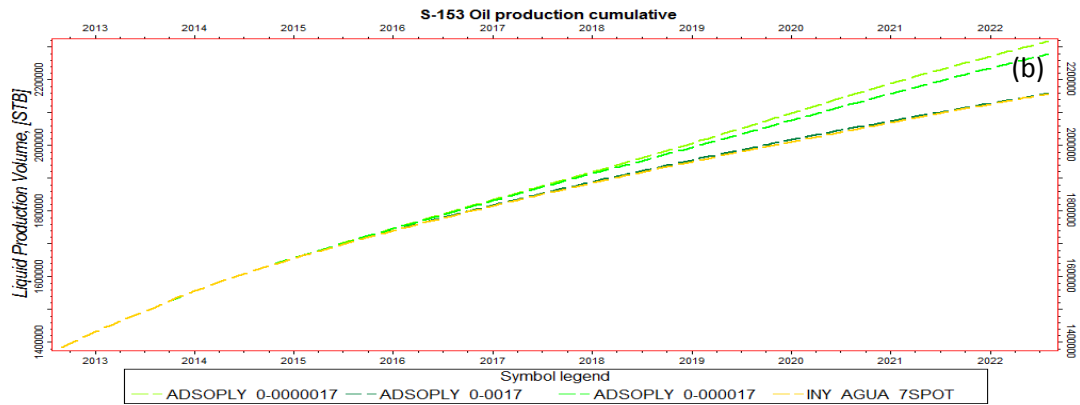


Figura 6-45: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153 - Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

En la figura 6-46 y tabla 6-9, la diferencia en la producción de agua entre una baja y alta adsorción de polímero es muy significativa y nos permite apreciar el desempeño de la inyección de polímero en la formación, ya que una a alta adsorción del polímero se obtienen altas producciones de agua, esto debido a que el polímero no puede cumplir su objetivo principal de aumentar la viscosidad del agua inyectada. Incluso se puede apreciar que la inyección de polímeros en presencia de una alta adsorción, resulta en producciones de agua superiores a la inyección de solo agua.

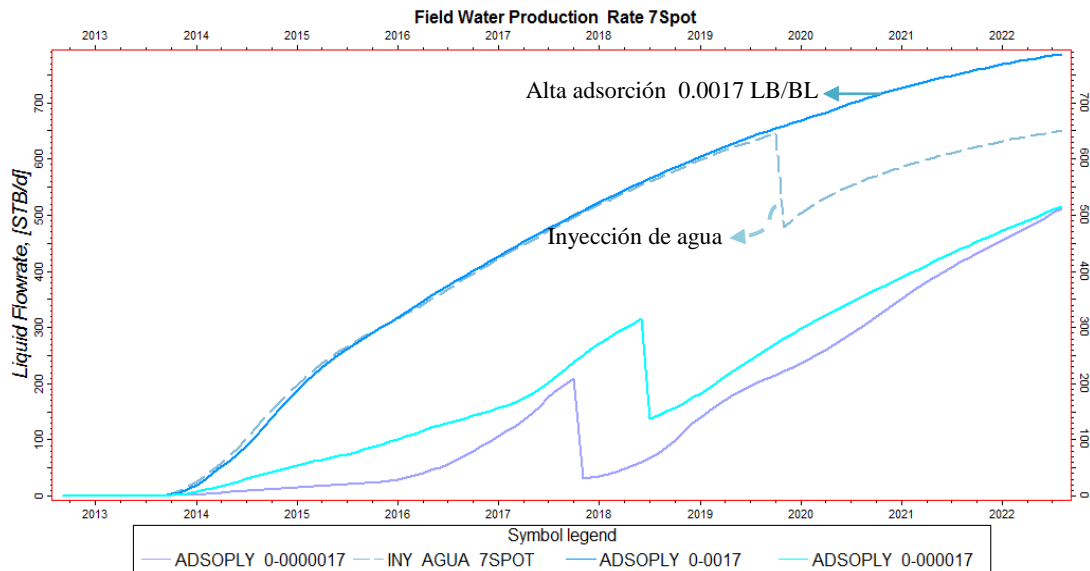


Figura 6-46: Tasa de Producción de Agua -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

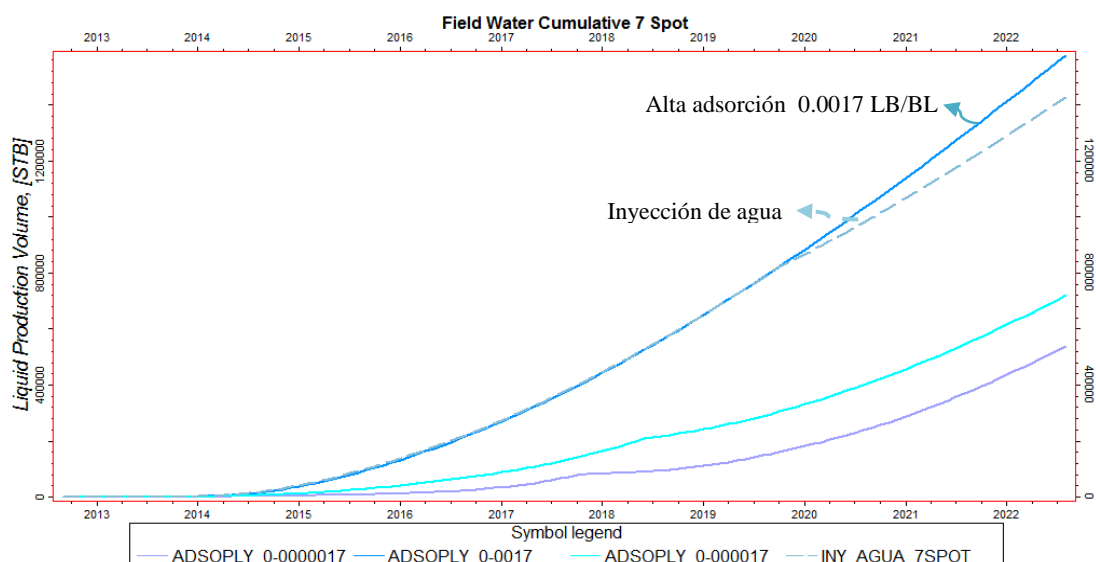


Figura 6-47: Producción Acumulada de Agua -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Adsorción polímero		Prod. Acum. de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
Caso	LB/BL	BLS	BLS	BLS	%
baja	0.0000017	539297	0	511.6	43.9
moderada	0.000017	720170	180873	515.2	44.0
alta	0.0017	1577484	857314	787.3	45.6
Iny. Agua	-	1427124	-150360	650.2	45.2

Tabla 6-9: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción – Escenario N°1.

Para entender el comportamiento de la producción de agua como función de la adsorción de polímero, en la figura 6-48, se muestra la producción de agua del pozo S-188D, en donde para un valor de moderada y baja adsorción la producción de agua es mucho menor que en el caso de inyección de agua, y para el caso modelado con una alta adsorción, se tiene un acumulado de agua incluso mayor que el obtenido con solo la inyección de agua.

Si bien la producción acumulada adicional de agua en el pozo S-188D es resultado del aumento del tiempo de producción del mismo, en el S-153 (figura 6-49) la producción adicional de agua puede ser debido a que en los primeros años de inyección se invade una gran zona de la arena, pero luego se crean canales preferenciales y por lo tanto conducen el agua en forma más agresiva a ciertos pozos productores, lo mismo ocurre para el pozo S-123 y S-181D.

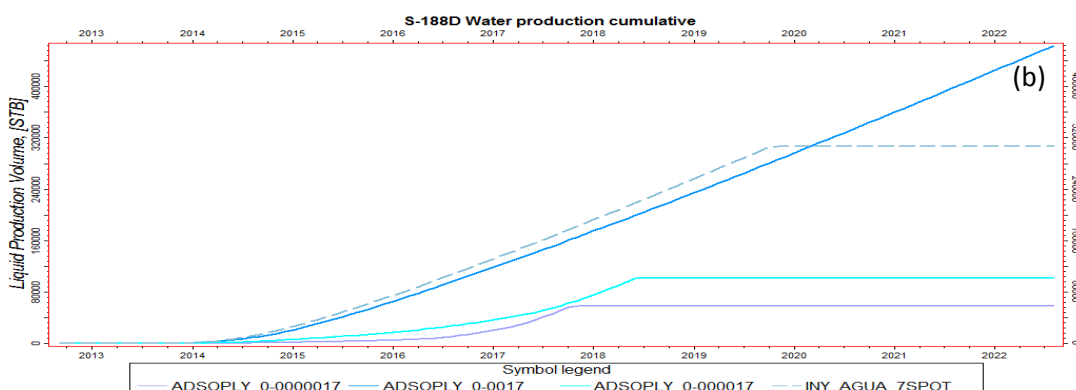
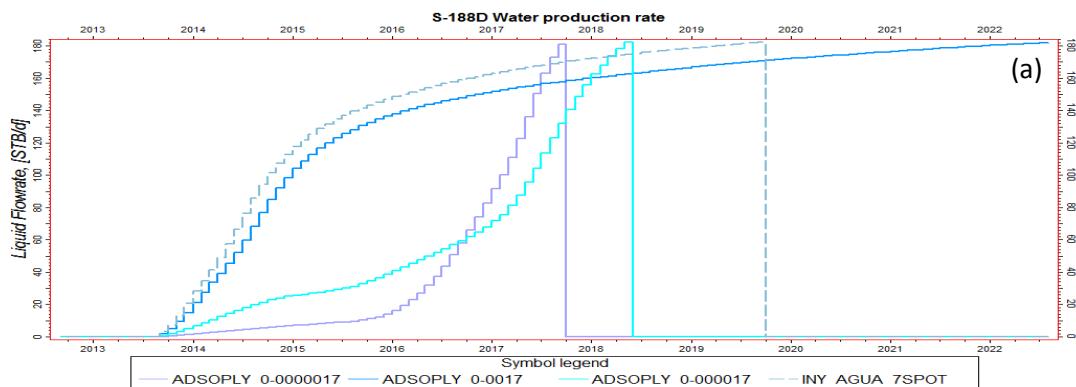


Figura 6-48: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

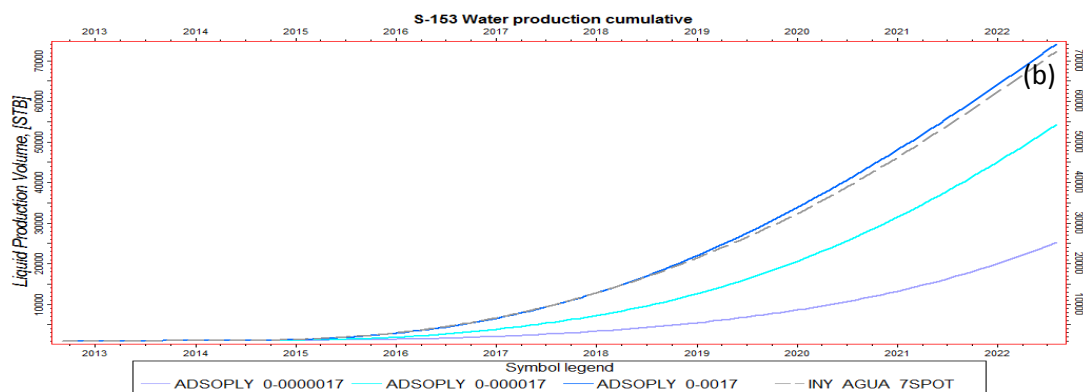
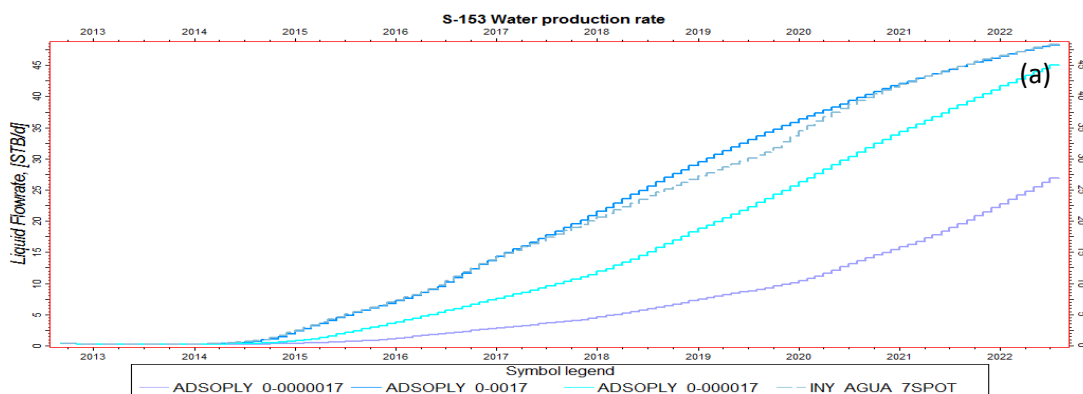


Figura 6-49: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

Como se menciono anteriormente la cantidad de polímero en solución tiene una importante repercusión sobre la viscosidad efectiva de la solución agua-polímero. En la figura 6-50, para el caso de alta adsorción la viscosidad efectiva del agua en las celdas del pozo inyector S-52B_INJ presenta solo un pequeño incremento en su valor, mientras que para una baja y moderada adsorción la viscosidad efectiva del agua llega hasta valores de 5.5cP.

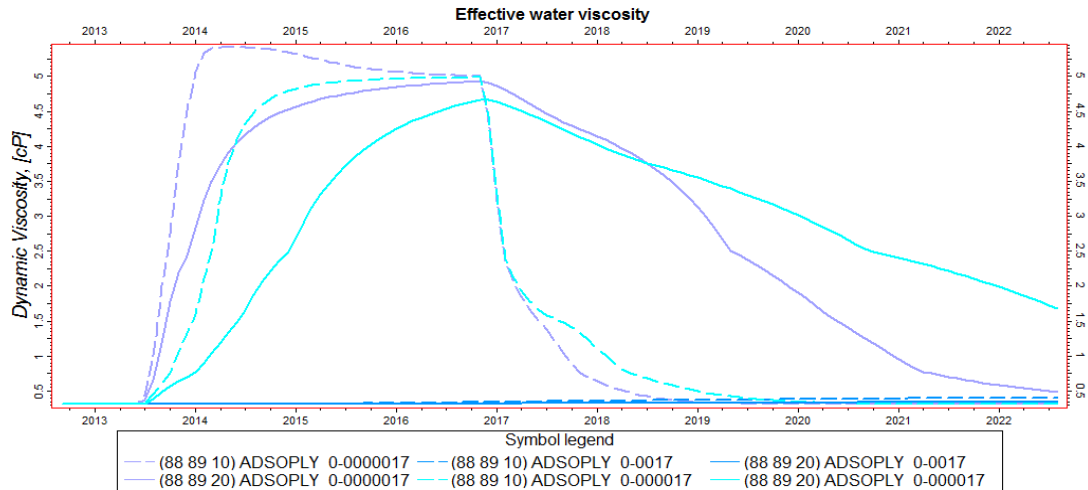


Figura 6-50: Viscosidad efectiva del agua para las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, Capa N°10 y N°20

Para el pozo S-188D y S-153, para un alto valor de adsorción, el polímero inyectado acumulado se ha adsorbido casi en su totalidad, esto ocasiona que la cantidad de polímero en solución con el agua sea tan pequeña que el aumento en la viscosidad del agua de inyección sea prácticamente nula.

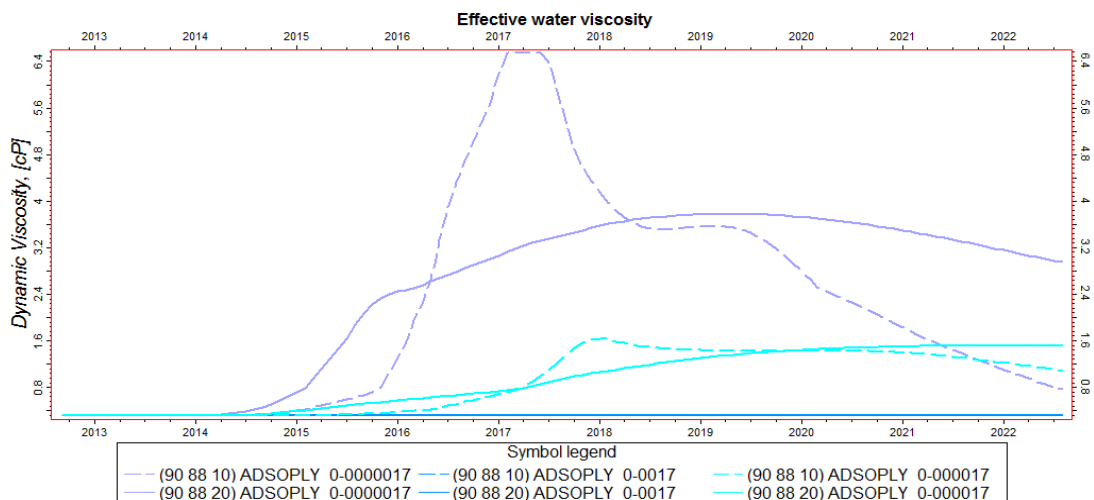


Figura 6-51: Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo S-188D, Capa N°10 y N°20.

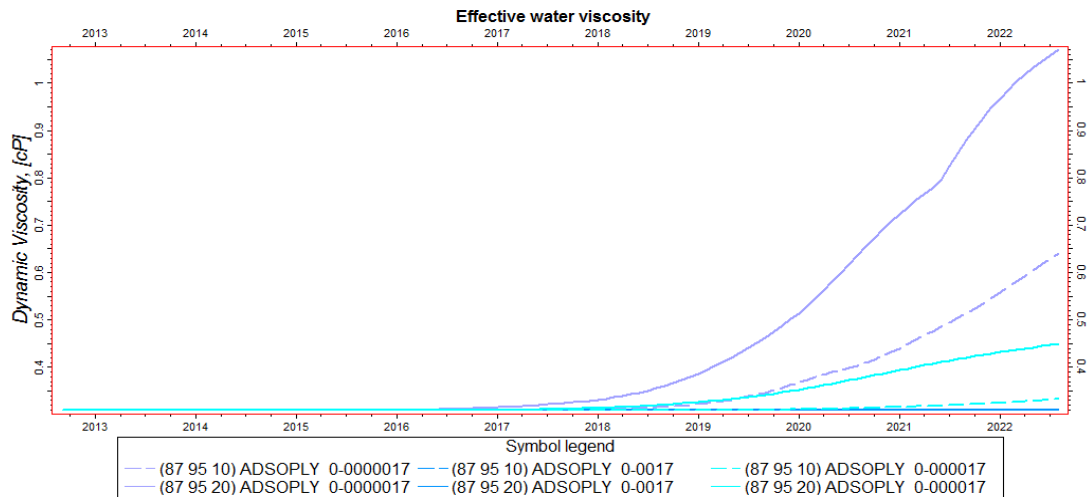


Figura 6-52: Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo S-153, Capa N°10 y N°20.

En las figuras 6-53, 6-54 y 6-55 se muestra que, para un valor de alta adsorción, la zona invadida por la solución de polímeros es mucho más pequeña y presenta más canalizaciones además de segregación del fluido inyectado en las capas inferiores, de tal manera que más zonas con petróleo quedan sin barrer o bypaseadas, resultando en una pobre eficiencia de barrido y por lo tanto pobre recuperación de petróleo.

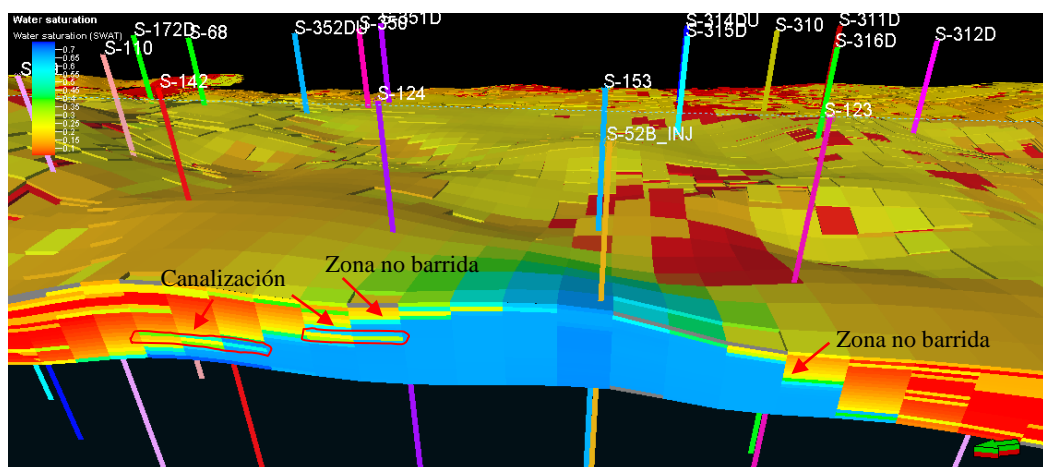


Figura 6-53: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- Baja Adsorción 0.0000017 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2022.

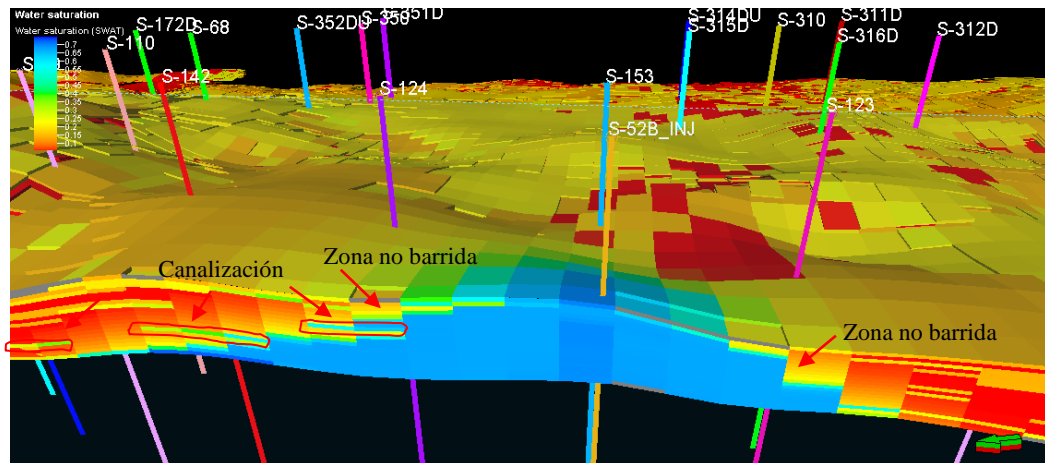


Figura 6-54: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- Moderada Adsorción 0.000017 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2022.

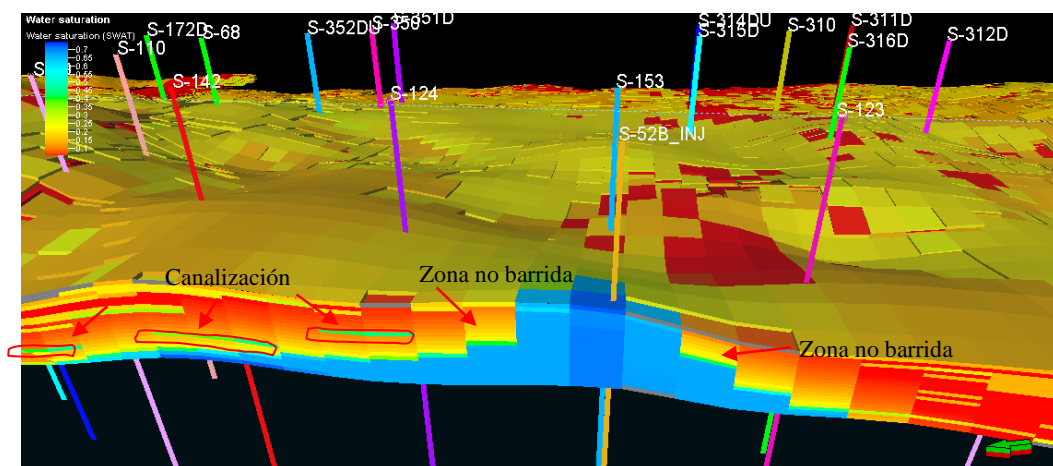


Figura 6-55: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- Alta Adsorción 0.0017 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2022.

La concentración de polímero revela la forma en que ha sido afectada la arena por la solución de polímeros. Para el valor de baja adsorción (figura 6-56), la concentración de polímero se ha mantenido alta en toda la zona del arreglo 7 spot, aunque como se puede ver en las capas superiores e inferiores se presentan valores de concentración más altos que en las otras capas. Para un valor de moderada adsorción (figura 6-57), la zona alcanzada por el polímero es más pequeña que para el caso de baja adsorción, aunque para la diferencia en recuperación de petróleo es relativamente pequeña.

Por el contrario, para el caso modelado con una alta adsorción se observa una diferencia muy grande en la zona alcanzada y en la concentración de polímero con respecto al caso modelado con baja adsorción (figura 6-58), ya que como se ha mencionado anteriormente la mayoría del polímero inyectado se ha adsorbido a la

roca, lo que hace que la concentración de polímero en solución disminuya drásticamente y por lo tanto la zona invadida sea bastante pequeña en relación al caso de baja y moderada adsorción.

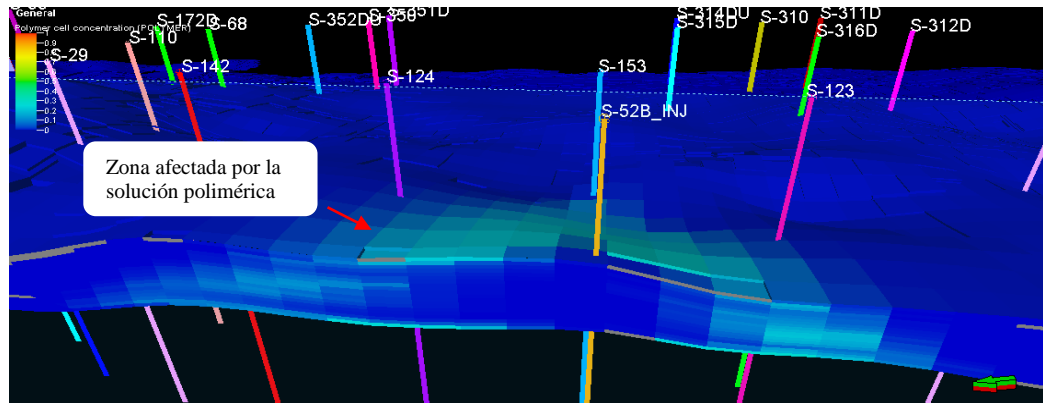


Figura 6-56: Concentración de polímero Escenario N°1- Adsorción Baja 0.0000017 LB/LB (corte pozo S-188D- S-181) - 01/08/2022.

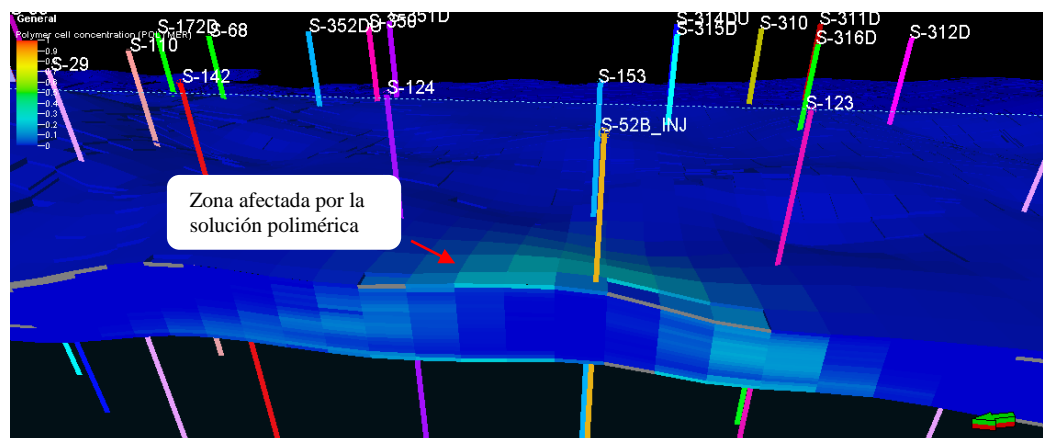


Figura 6-57: Concentración de polímero Escenario N°1- Adsorción Moderada 0.000017 LB/LB (corte pozo S-188D- S-181) - 01/08/2022

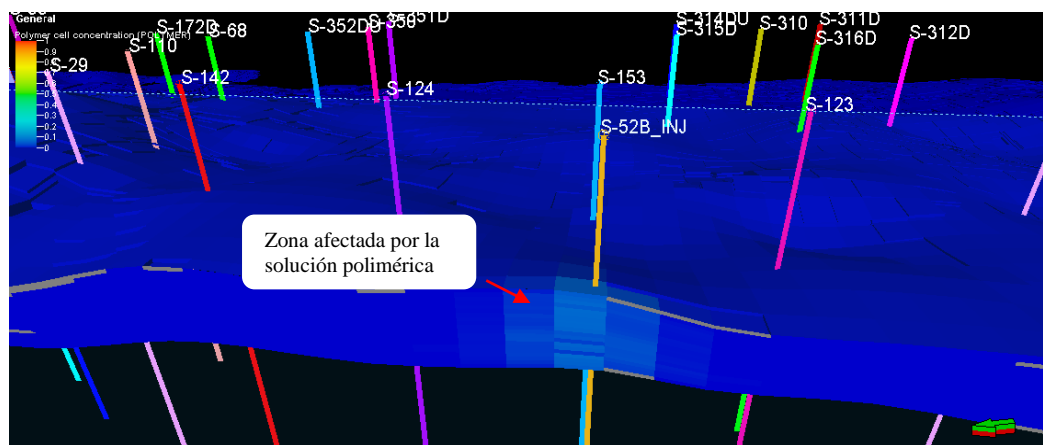


Figura 6-58: Concentración de polímero Escenario N°1- Adsorción Alta 0.0017 LB/LB (corte pozo S-188D- S-181) - 01/08/2022.

6.1.1.4. Factor de Resistencia Residual (RRF)

La adsorción del polímero tiene dos efectos sobre la eficiencia de recuperación de petróleo, uno que disminuye la eficiencia del proceso, ya que se disminuye la cantidad de polímero en solución y el otro beneficioso que tiene como consecuencia la reducción de la permeabilidad efectiva. El efecto de la reducción de la permeabilidad efectiva debido al polímero adsorbido tiene un efecto acumulativo de resistencia al flujo del agua, esto debido a que el polímero adsorbido es hidrófilo. La diferencia en el acumulado de producción de agua entre el caso modelado con un valor de RRF de 1.75 y un RRF de 3.5 es de 36718 BLS menos para el caso modelado con un RRF de 3.5 (figura 6-59 y 6-60 y tabla 6-10), esta diferencia es pequeña si se comparan con los valores obtenidos en otras variables como la adsorción, concentración o tamaño de bache.

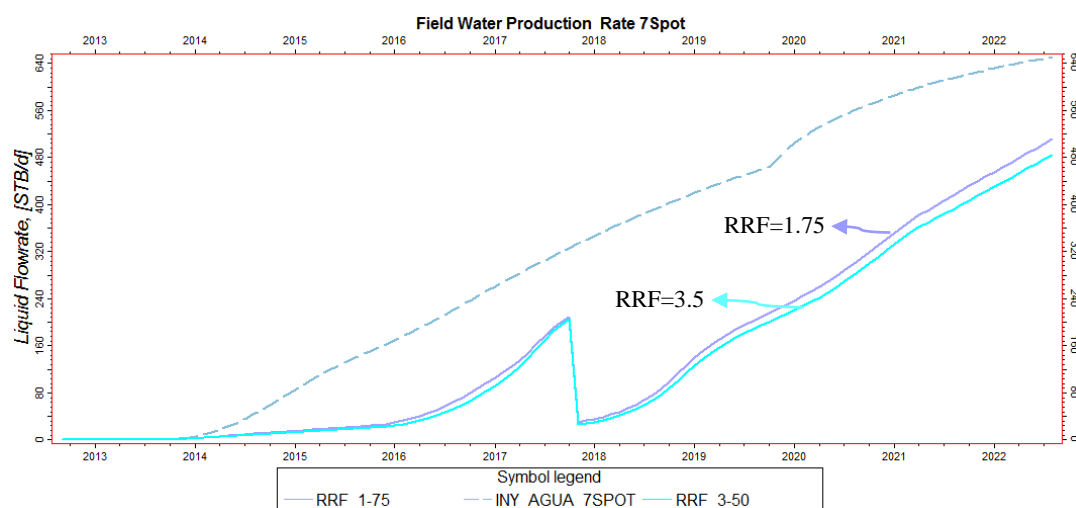


Figura 6-59: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad RRF- Escenario N°1.

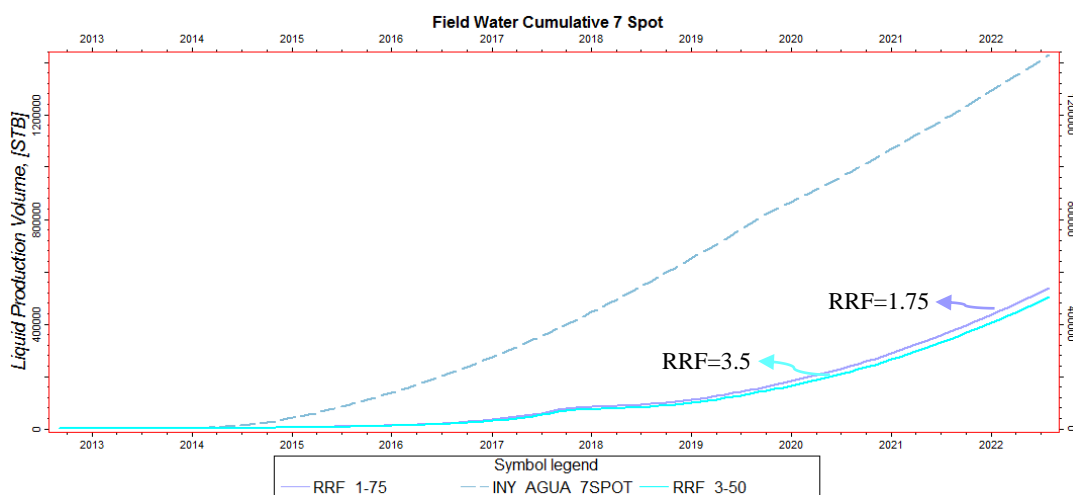


Figura 6-60: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad RRF- Escenario N°1.

RRF	Prod. Acumulada de Agua	Diferencia Acum. Agua	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
-	BLS	BLS	BLS	%
1.75	539297	-	511.6	41.4
3.50	502579	-36718	484.7	39.8

Tabla 6-10: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad RRF – Escenario N°1.

Como se muestra en la figura 6-61, la diferencia en la tasa de producción de petróleo entre un el caso modelado con un RRF igual a 1.75 y un RRF de 3.50 es pequeña, de igual manera ocurre con el acumulado de petróleo (figura 6-62). Para un valor de RRF de 3.5 se recuperan 17216 BLS más que en el caso modelado con un RRF de 1.75, diferencia que es muy pequeña si se compara con las otras variables analizadas anteriormente.

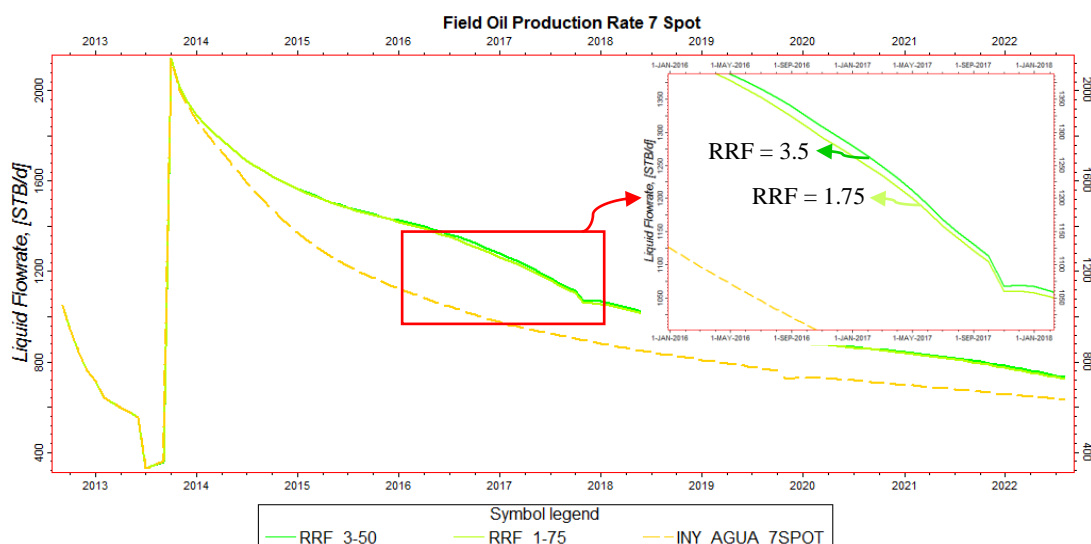


Figura 6-61: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad RRF - Escenario N°1.

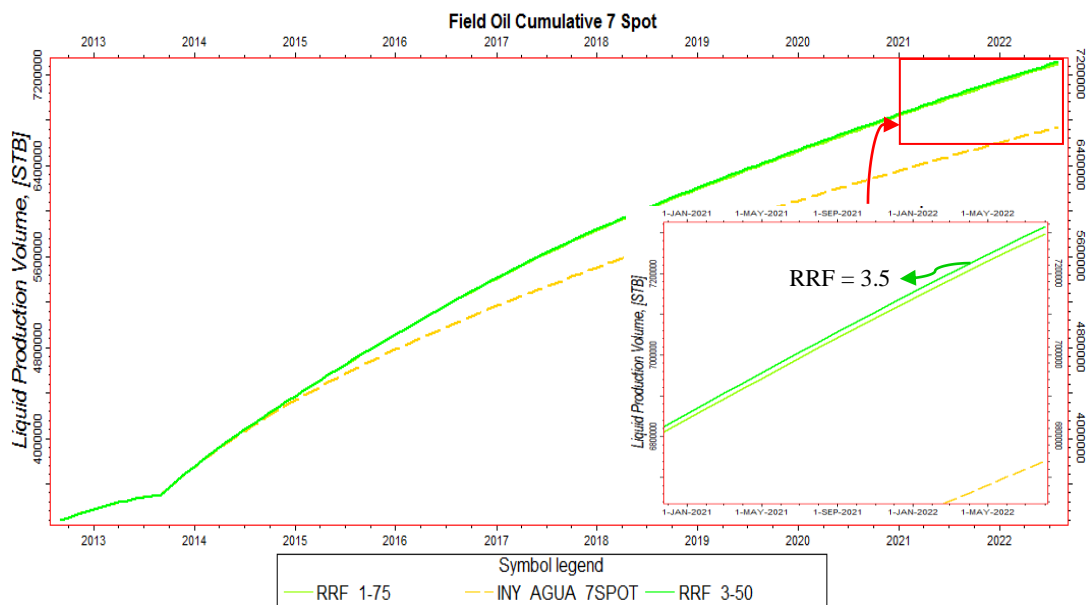


Figura 6-62: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad RRF - Escenario N°1.

RRF	Producción Acumulada de Petróleo	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
-	BLS	BLS	BLS
1.75	7296992	-	724.5
3.50	7314208	17216	733.1

Tabla 6-11: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad RRF - Escenario N°1.

El RRF no afecta directamente a la cantidad de polímero adsorbido, como se muestra en la figura 6-76 y tabla 6-12 la diferencia en la cantidad de polímero adsorbido entre los dos casos de RRF es mínima. Además, la cantidad de polímero producido está relacionado directamente a la cantidad de agua producida. Entonces debido a que la producción de agua se reduce para el caso modelado con un RRF=3.5, la reducción en la producción del polímero también disminuye.

RRF	Iny. Acum. Polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido
-	LB	LB	LB
1.75	774380	62691	77375
3.50	774380	61917	69810

Tabla 6-12: Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad RRF - Escenario N°1.

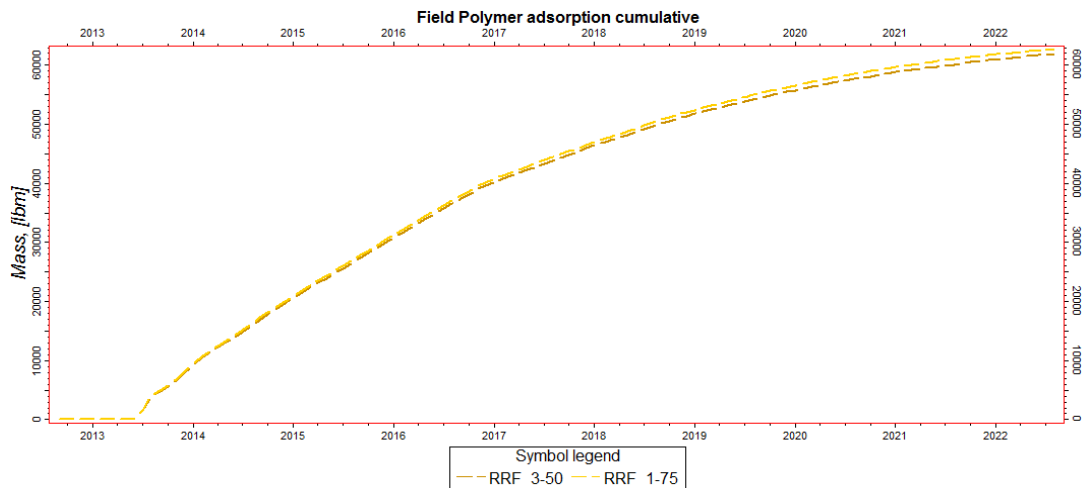


Figura 6-63: Adsorción Acumulada de Polímero- Sensibilidad RRF- Escenario N°1

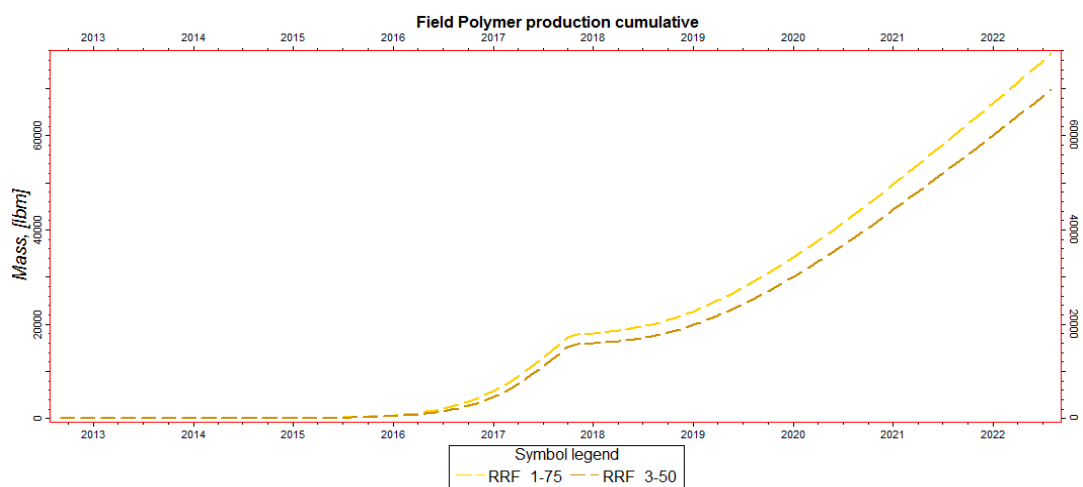


Figura 6-64: Producción Acumulada de Polímero- Sensibilidad RRF- Escenario N°1.

Como se puede ver en la figura 6-65 y 6-66, el perfil de saturación de agua para los dos casos de RRF, no varía en gran medida, y lo mismo ocurre con la concentración de polímero (figura 6-65, 6-66 y 6-67 y 6-68).

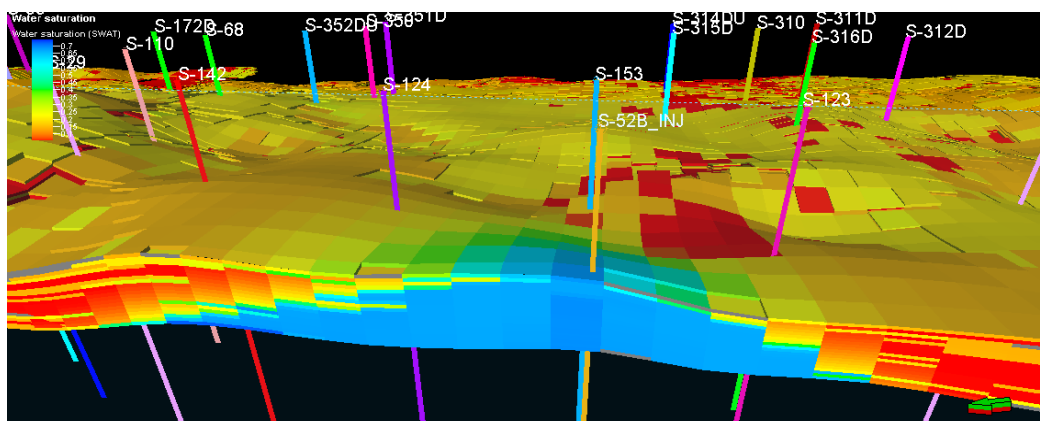


Figura 6-65: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- RRF=1.75 (corte en sección) - 01/08/2022.

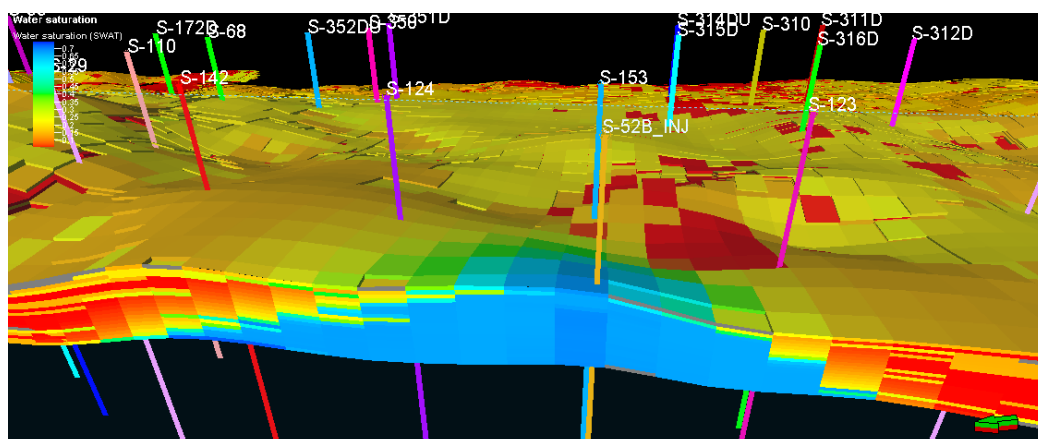


Figura 6-66: Perfil de Saturación de Escenario N°1- RRF=3.5 (corte en sección) - 01/08/2022.

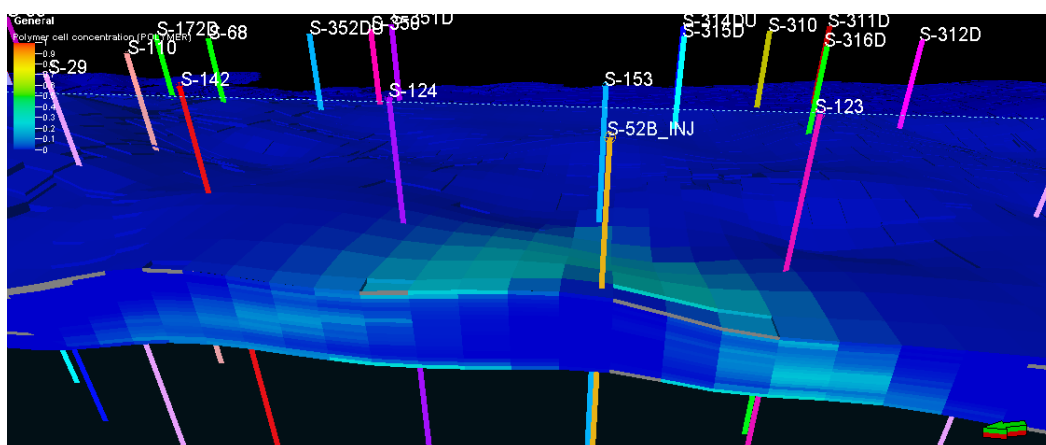


Figura 6-67: Concentración de polímero- Escenario N°1- RRF=1.75 LB/LB (corte pozo S-188D - S-181) - 01/08/2022.

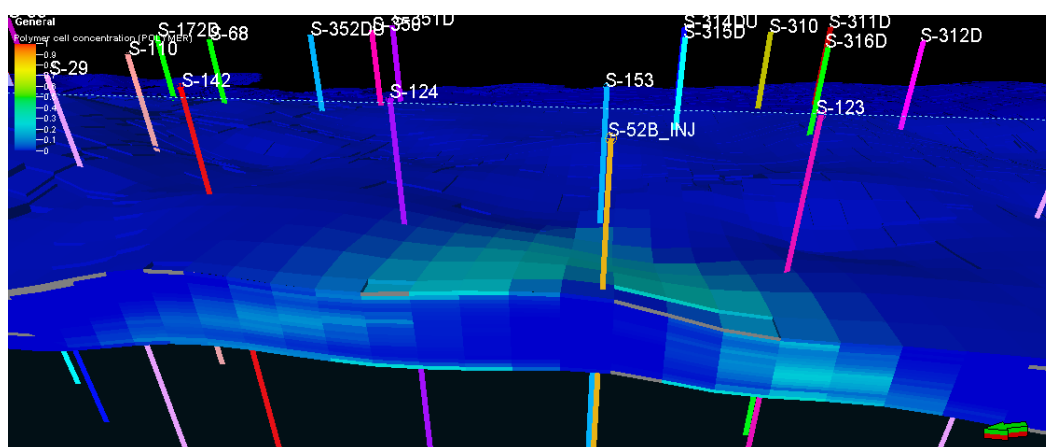


Figura 6-68: Concentración de polímero- Escenario N°1- RRF=3.5 LB/LB (corte pozo S-188D - S-181) - 01/08/2022.

6.1.1.5. Parámetro de Mezcla Todd-Longstaff

El parámetro de mezcla Todd-Longstaff permite modelar el comportamiento de la inyección de polímeros en diferentes niveles de mezcla entre el agua y el polímero como ya se ha mencionado.

Como se puede ver en la figura 6-69 y 6-70, la total segregación que hay entre el agua y el polímero cuando $TLGST=0$, provoca que la tasa y acumulado de producción de agua de este caso sea mucho más grande que la del caso donde $TLGST=1$ (mezcla totalmente homogénea).

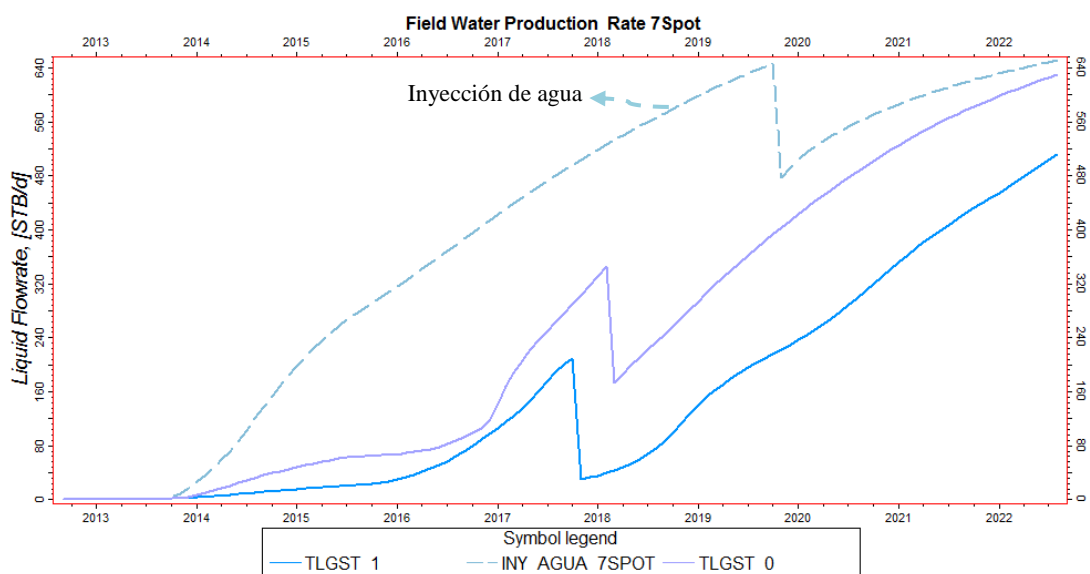


Figura 6-69: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad TLGST- Escenario N°1.

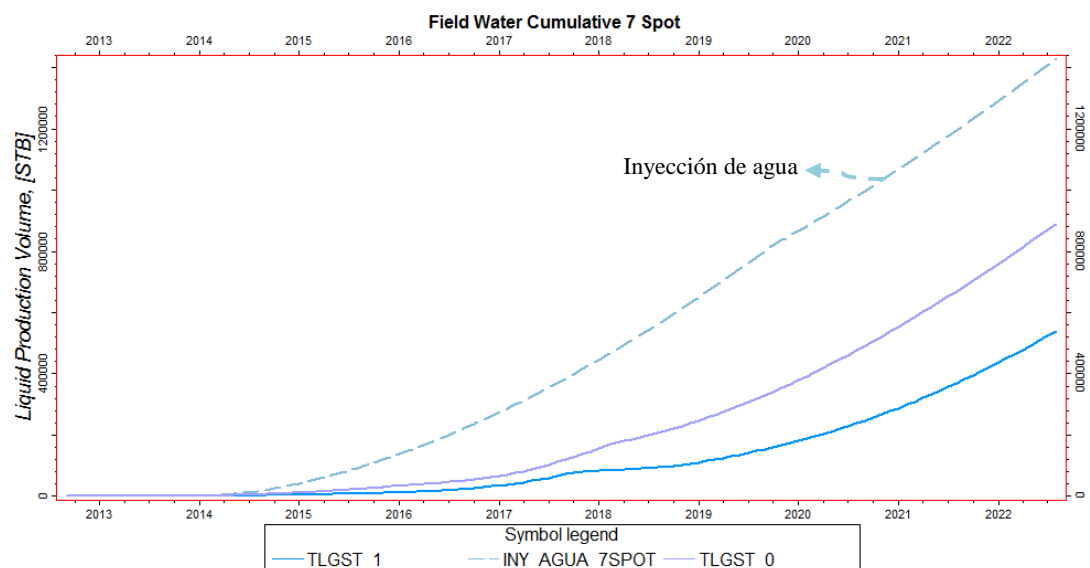


Figura 6-70: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad TLGST- Escenario N°1.

TLGST	Prod. Acumulada de Agua	Diferencia Acum. Agua	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
-	BLS	BLS	BLS	%
0	890073	-	629.4	48.8
1	539297	-350776	511.6	41.3

Tabla 6-13: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad TLGST – Escenario N°1.

Como se aprecia en la figura 6-71, el parámetro de mezcla Todd-Longstaff tiene incidencia sobre la recuperación de petróleo, pero la diferencia en la tasa y acumulado de petróleo entre el caso cuando TLGST=0 y el caso cuando TLGST=1 es relativamente pequeña en relación a otras variables modeladas.

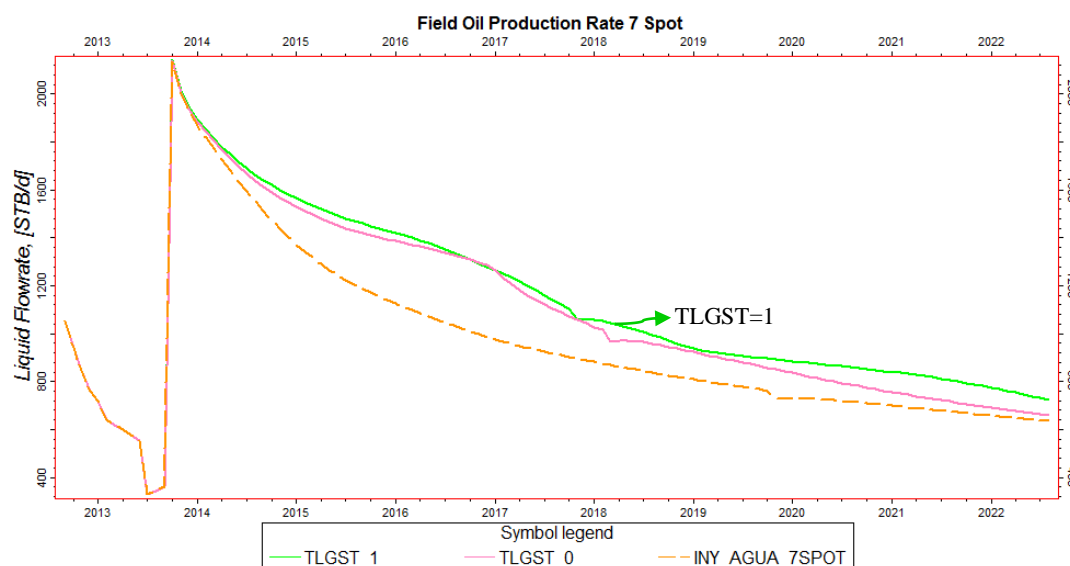


Figura 6-71: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.

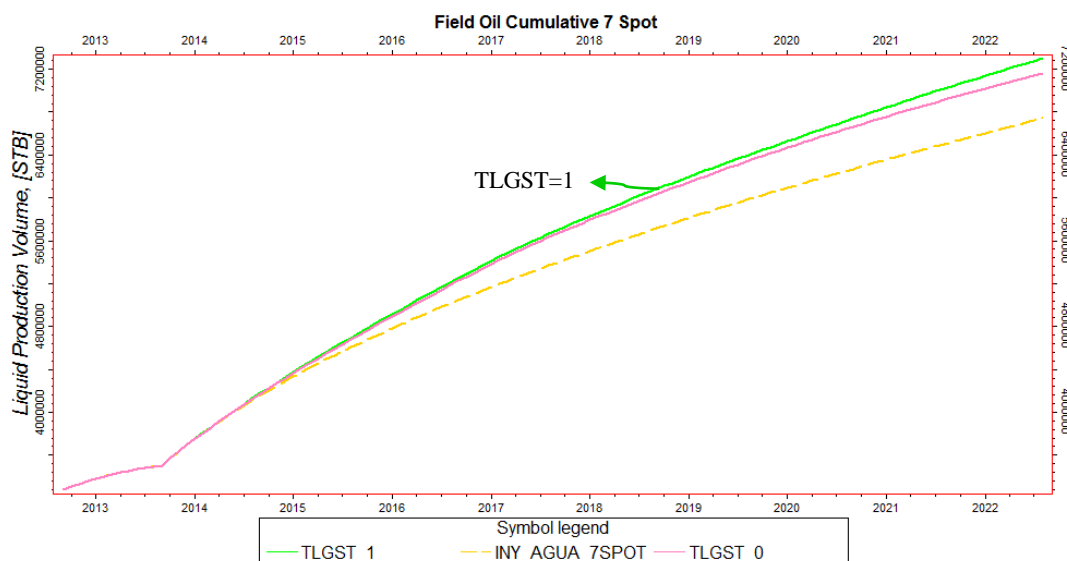


Figura 6-72: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.

Si se considera que para el caso modelado con un $TLGST=0$ existe total segregación entre el agua y el polímero, ósea que el agua y el polímero no se han mezclado, la diferencia en la tasa y acumulado de petróleo entre este caso y el caso con un $TLGST=1$, es pequeña, 133279 BLS menos para el caso donde $TLGST=0$, lo que se encuentra todavía muy por arriba de la producción acumulada de petróleo del caso de inyección de agua.

TLGST	Producción Acumulada de Petróleo	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
-	BLS	BLS	BLS
0	7163713	-	659.6
1	7296992	133297	724.5

Tabla 6-14: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.

Como se muestra en las graficas 6-73, 6-74 y 6-75, el aumento en la viscosidad efectiva del agua cuando $TLGST=0$ es nulo, esto como resultado de la total segregación del polímero con el agua. Lo contrario se observa para un $TLGST=1$, en donde la viscosidad aumenta en aproximadamente 20 veces el valor de la viscosidad del agua de inyección. Sin embargo como se pudo apreciar anteriormente (figura 6-72) la producción de petróleo para el caso cuando $TLGST=0$ estuvo bastante por arriba del caso de inyección de agua.

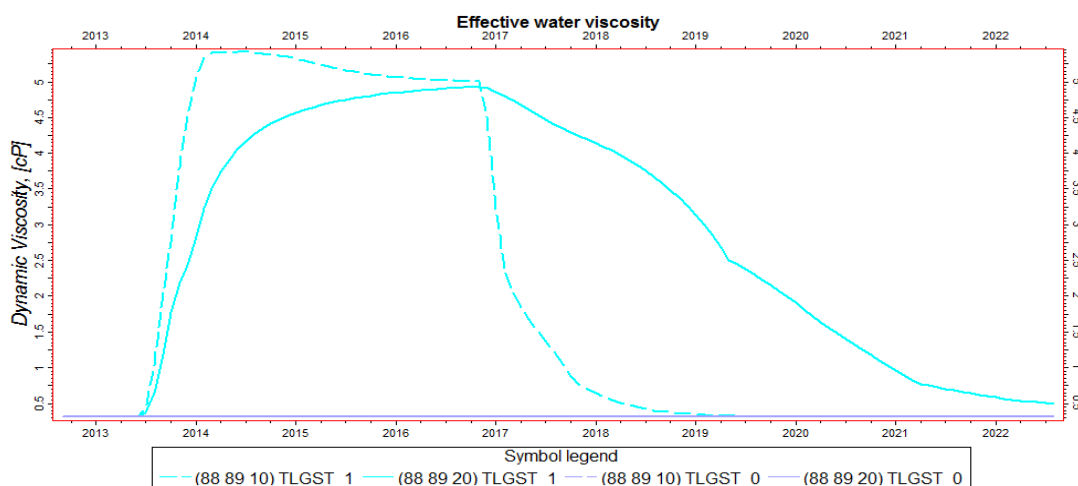


Figura 6-73: Viscosidad efectiva del agua para las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, Capa N°10 y N°20.

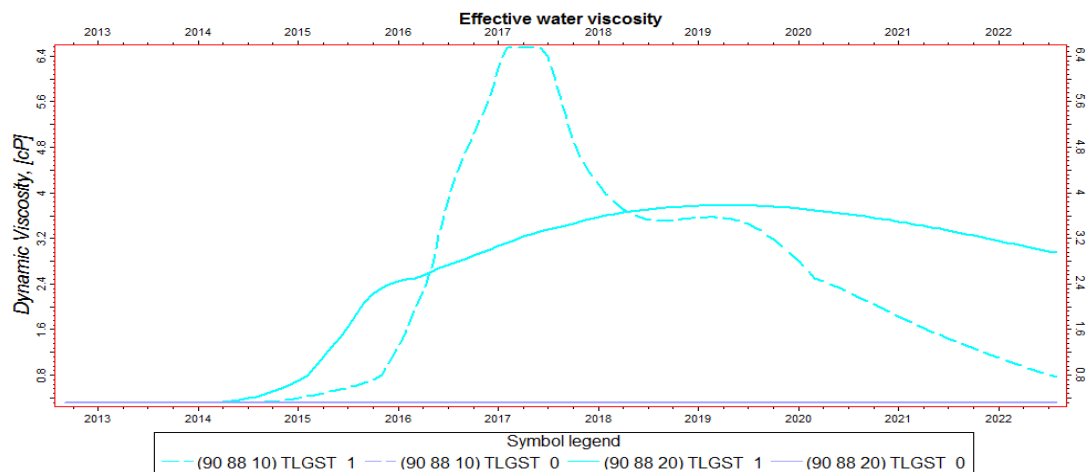


Figura 6-74: Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-188D, Capa N°10 y N°20.

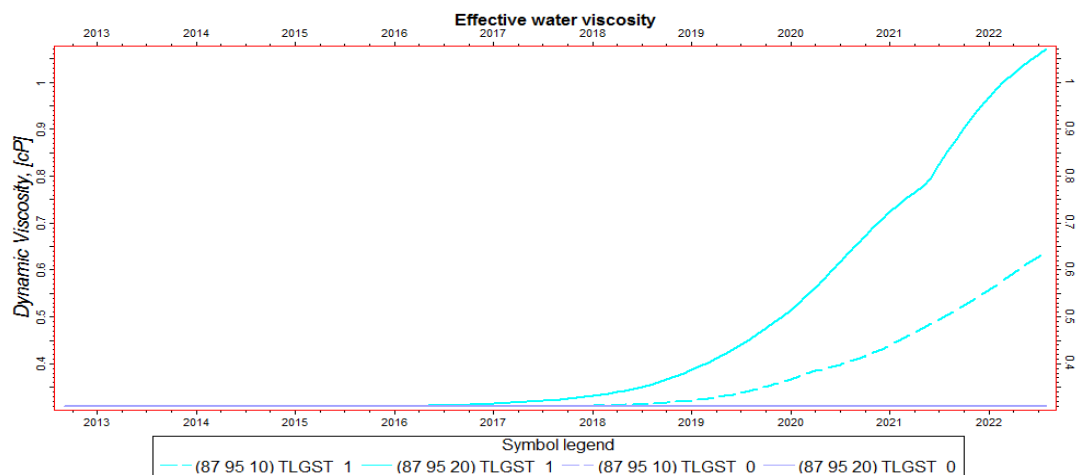


Figura 6-75: Viscosidad efectiva del agua - Celdas del pozo inyector S-153, Capa N°10 y N°20.

Como se muestra en la figura 6-76, el TLGST tiene incidencia sobre la adsorción de polímero, esto puede ser resultado de que cuando existe total segregación entre el agua y el polímero, el polímero contacta una menor porción de la formación ya que no se transporta junto con el agua, sino que se mueve por separado, esto hace que menos polímero se adsorba ya que se tiene una menor el área de la roca que cubrir.

La producción de polímero cuando TLGST=0, disminuye bastante en relación al caso cuando TLGST=1, esto debido a que con un TLGST=1 el polímero se encuentra disperso en el agua, con lo que, conforme crece la producción de agua, aumenta la producción de polímero. En el caso cuando TLGST=0, como el polímero está

totalmente segregado del agua y el polímero al ser más viscoso presenta una menor movilidad que el agua, resultando en una baja producción de polímero (figura 6-77).

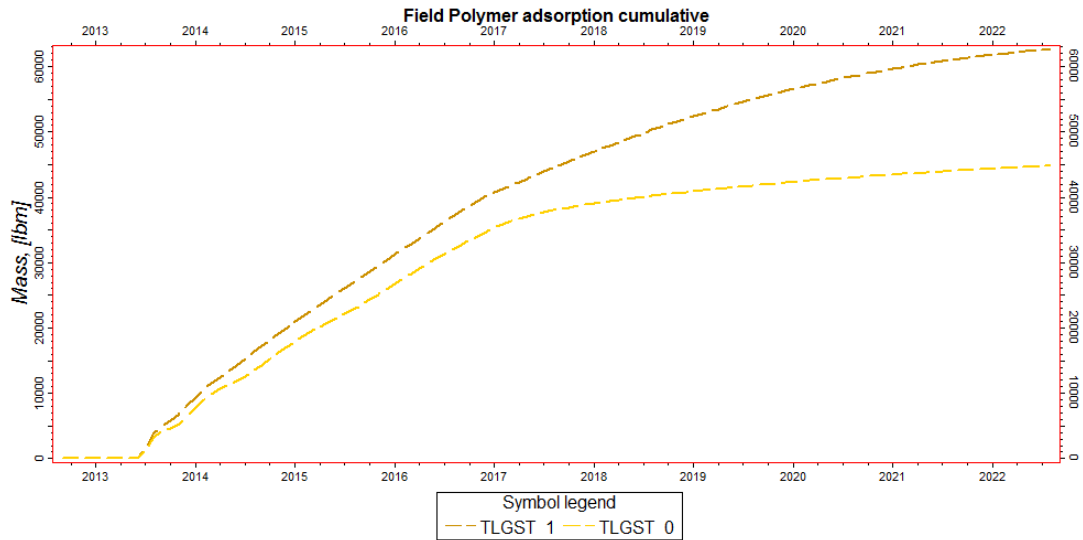


Figura 6-76: Adsorción Acumulada de Polímero- Sensibilidad TLGST- Escenario N°1.

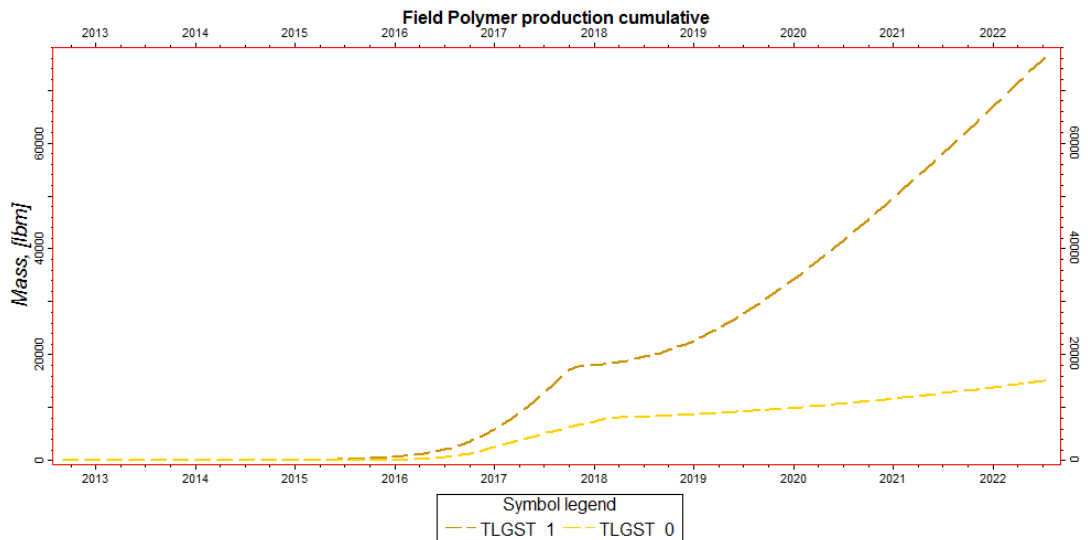


Figura 6-77: Producción Acumulada de Polímero- Sensibilidad TLGST- Escenario N°1.

TLGST	Iny. Acum. Polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido
-	LB	LB	LB
0	774380	44809	15197
1	774380	62691	77375

Tabla 6-15: Mediciones de la inyección polímero -Sensibilidad TLGST - Escenario N°1.

Como se observa en la figura 6-78 y 6-79, las zonas de petróleo no barridas son más grandes para el caso cuando $TLGST=0$, aunque el área invadida para este caso presenta solo pequeñas diferencias con el área invadida con el caso modelado con $TLGST=1$. Esto se ve reflejado en la producción de petróleo, la cual aunque disminuye con relación al caso cuando $TLGST=1$, de la misma manera esta se encuentra muy por encima del caso de inyección de agua.

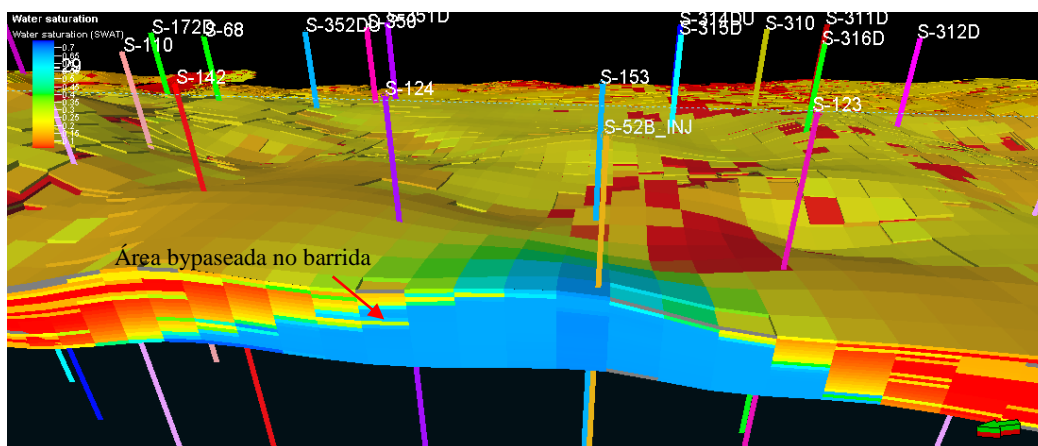


Figura 6-78: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- $TLGST=1$ - 01/08/2022.

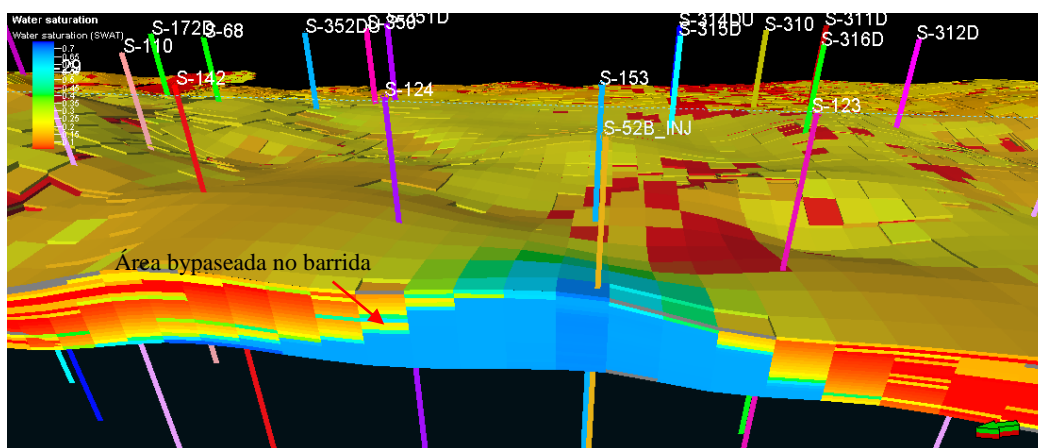


Figura 6-79: Perfil de Saturación de agua Escenario N°1- $TLGST=0$ - 01/08/2022.

La concentración de polímero es muy diferente para cada caso, como se puede ver en las figuras 6-80 y 6-81, en el caso cuando $TLGST=0$, la zona invadida por el polímero es más pequeña que en el caso cuando $TLGST=1$, pero para el caso cuando $TLGST=0$, la concentración se mantienen alta incluso luego de la inyección del bache de empuje de agua, al contrario ocurre con el caso cuando $TLGST=1$, donde luego de la inyección del bache de empuje de agua, la concentración ha disminuido en gran medida. Esto es debido a que para el caso cuando $TLGST=0$ el agua no se

mezcla con el polímero, lo que hace que este no se desplace junto con el agua inyectada y por lo tanto no disminuya su concentración sobre la zona invadida.

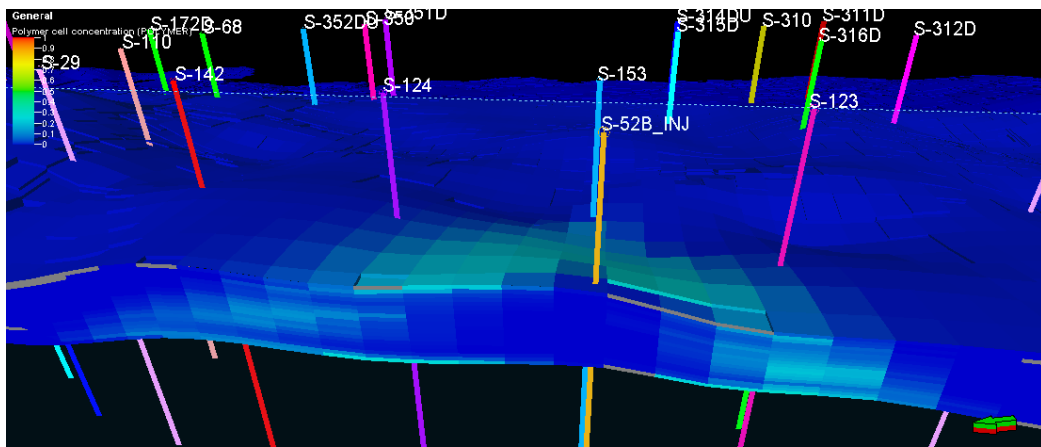


Figura 6-80: Concentración de polímero Escenario N°1- TLGST=1- 01/08/2022.

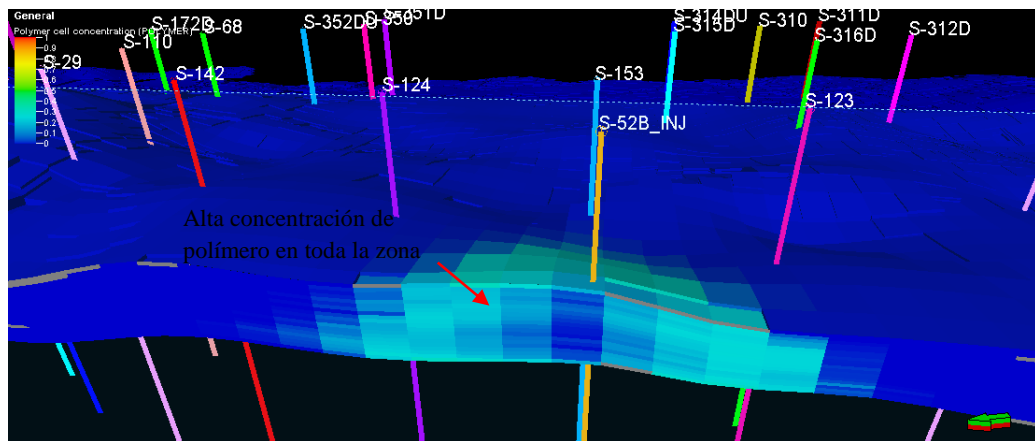


Figura 6-81: Concentración de polímero Escenario N°1– TLGST=0 - 01/08/2022.

6.1.2. ESCENARIO N°2

6.1.2.1. Tamaño de Bache (Tiempo de Inyección)

Como se puede ver en la figura 6-82, la tasa de producción de petróleo ciertamente se incrementa conforme aumenta el tamaño de bache de surfactante inyectado, esto es cierto hasta el bache de 4años- 6meses, para el bache de 5años- 6meses, la tasa de petróleo incluso llega a ser menor que la del bache más pequeño de 0años- 11meses.

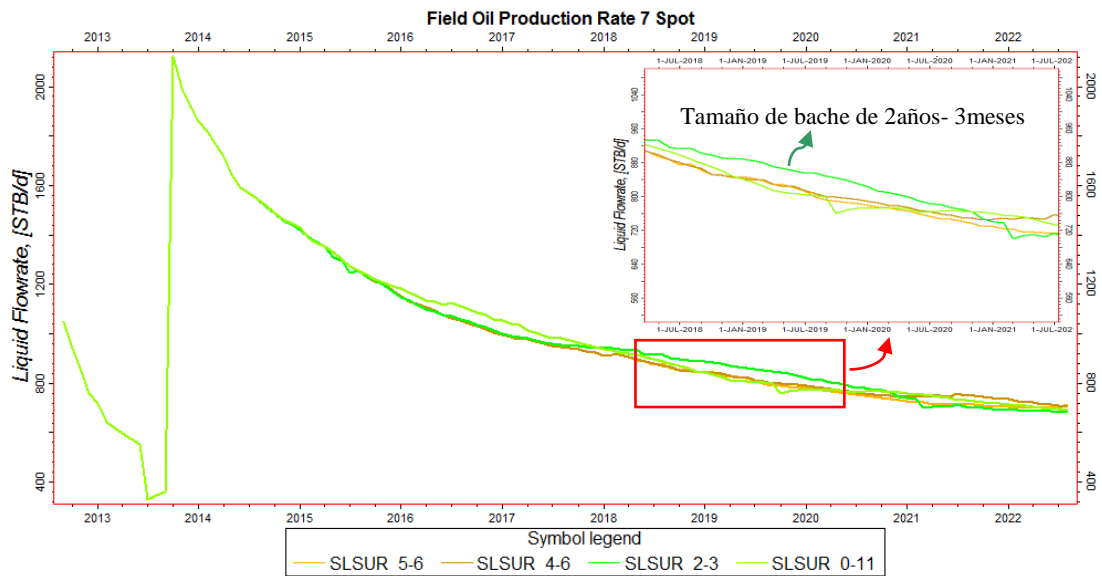


Figura 6-82: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de bache - Escenario N°2.

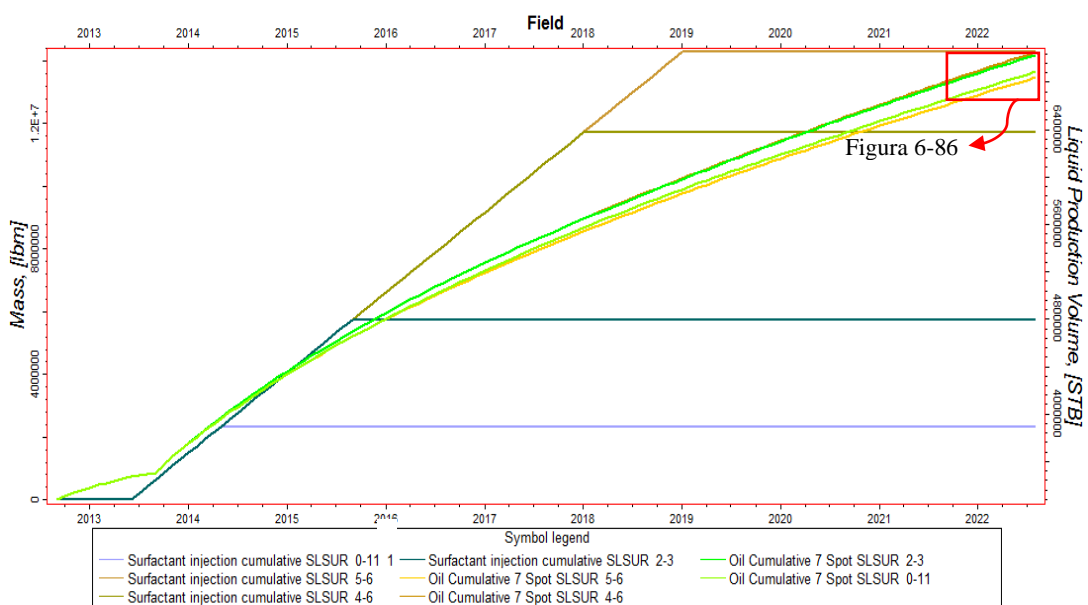


Figura 6-83: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

En la figura 6-83 y 6-84, se puede ver que la producción acumulada de petróleo para el bache de 2años- 3meses muestra la mejor opción desde el punto de vista de la cantidad de petróleo recuperado y surfactante inyectado, ya que para el bache de 0años- 11meses la recuperación es bastante menor y para el bache de 4años- 6meses la recuperación es solo un poco mayor a la lograda con el bache de 2años- 3meses. Mientras que para el bache de 5años- 6meses la recuperación es mucho menor, incluso menor a la obtenida con el bache de 0años- 11meses.

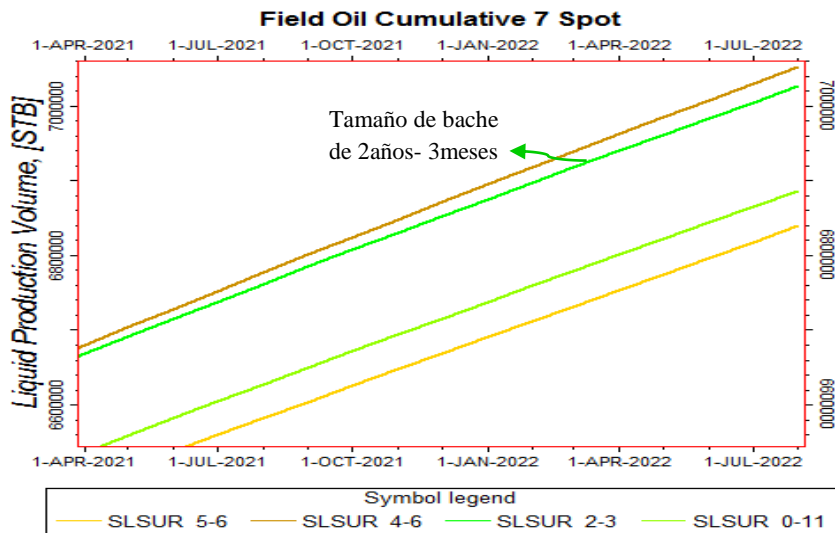


Figura 6-84: Zoom figura 6-83- Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

En la tabla 6-14 se muestra que la producción acumulada de petróleo para el bache de surfactante de 0años- 11meses, es de 6'886422 BLS, mientras que para el bache 2años- 3meses, es de 7'026563 BLS, lo que significan 140141 BLS más para el bache de 2años- 3meses. Para el bache de 4años- 6meses la producción acumulada es de 7'052337 BLS de petróleo, solo 25774 BLS más que para el bache de 2años- 3meses, y para el bache de 5años- 6meses, la producción acumulada es de 6'839258 BLS, lo que significan 213079 BLS menos que para bache de 4años- 6meses y como ya se menciono anteriormente el acumulado de petróleo para este caso es incluso 47164 BLS menor que para bache de de surfactante de 0años- 11meses.

Tiempo de Inyección de Surfactante	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. De Petróleo
años-meses	BLS	BLS	BLS	BLS
0	3276296	0	-	-
0-11	6886422	3610126	0	688.2
<u>2-3</u>	<u>7026563</u>	<u>3750267</u>	<u>140141</u>	<u>681.1</u>
4-6	7052337	3776041	25774	705.6
5-6	6839258	3562962	-213079	712.6

Tabla 6-16: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

Para tener una mejor perspectiva del comportamiento de la producción de petróleo por efecto de los surfactantes, en la figura 6-85 se muestra la tasa y acumulado de petróleo para el pozo S-188D, en esta se puede ver el fenómeno que ocasiona que a una alta concentración de surfactante como es la de 5años- 6meses, la producción y acumulado de petróleo total de los pozos de arreglo 7spot sean incluso menor que en el caso de 0años- 11meses (figura 6-84).

Mientras más grande es el bache de surfactante, tiende a formarse un bache de petróleo más grande, el cual se demora más tiempo en llegar al pozo productor (figura 6-85). Para el tamaño de bache de 5años- 6meses, en el momento en que se termina la simulación en el año 2022, el bache de petróleo que se ha formado por efecto del surfactante está comenzando a llegar al pozo productor, por lo que para este caso, la tasa y acumulado de petróleo total para los pozos productores del arreglo 7 spot llega a ser incluso menor que para el tamaño de bache de 0años- 11meses (ver figura 6-84).

En el pozo S-153, debido a que este pozo es uno de los que más alejado esta del pozo inyector, el petróleo movilizado por causa de los surfactantes se demora mucho más tiempo en ser producido, además como se verá más adelante debido a la acción de los surfactantes la presión en el reservorio tiende incluso a bajar, lo que ocasiona que para pozos más alejados del inyector el efecto de los surfactantes sobre la recuperación de petróleo se minimice (figuras 6-86).

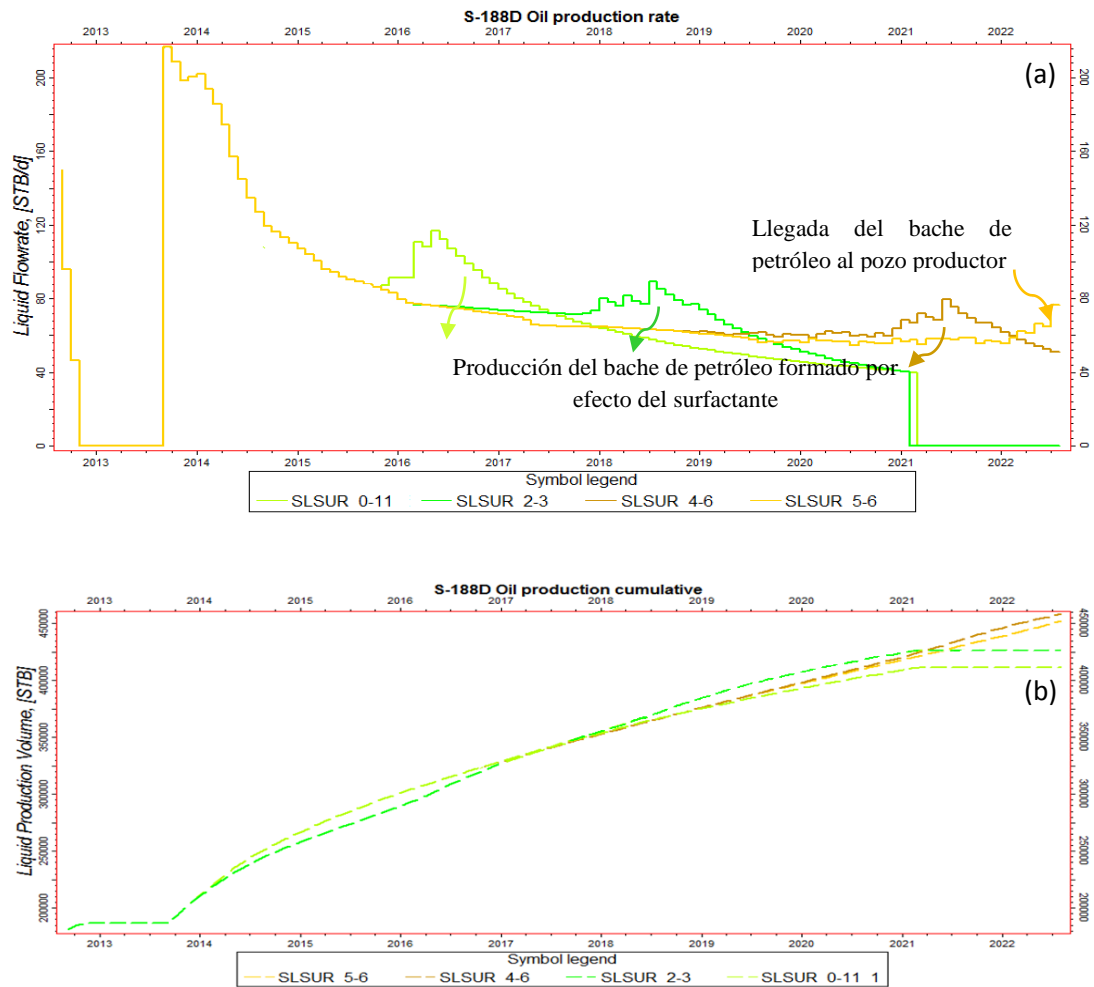
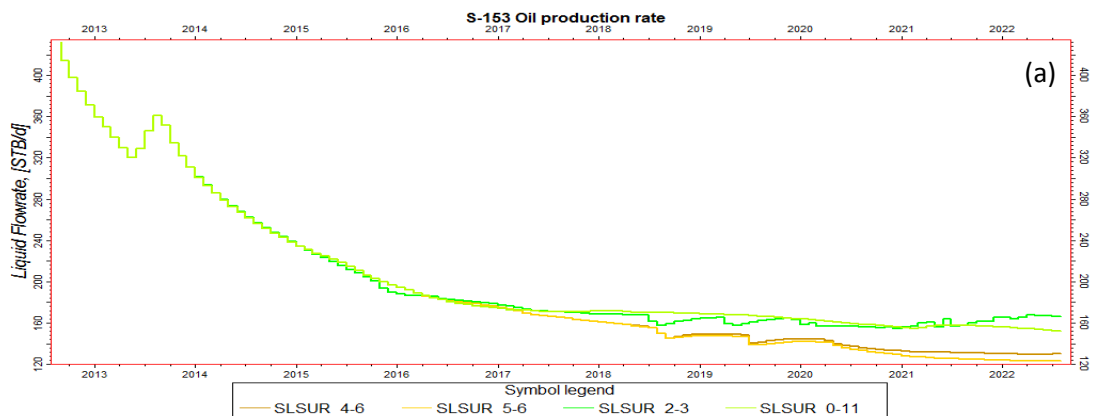


Figura 6-85: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.



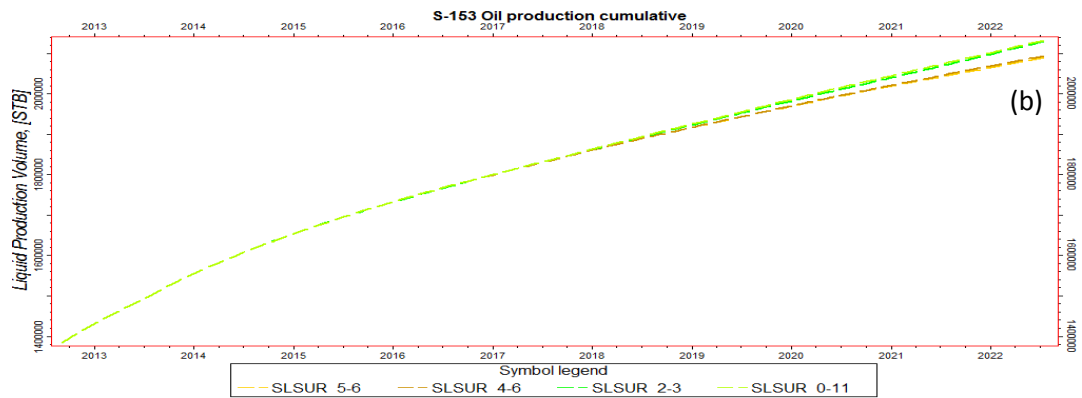


Figura 6-86: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153 - Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°2.

Como se menciona anteriormente en la literatura, muchos investigadores observaron a partir de los resultados experimentales que como la IFT del agua-aceite se reduce, ambas permeabilidades relativas de aceite y agua se incrementaron, lo que hace que se produzca más petróleo, pero también más agua.

Como se observa en la figura 6-87 y 6-88, la producción de agua se incrementa conforme aumenta la concentración de surfactante, por lo que para tamaño de bache de 5años- 6meses no necesariamente se produce más petróleo como se mostró anteriormente incluso se produce menos petróleo que para el tamaño de bache de 0años- 11meses.

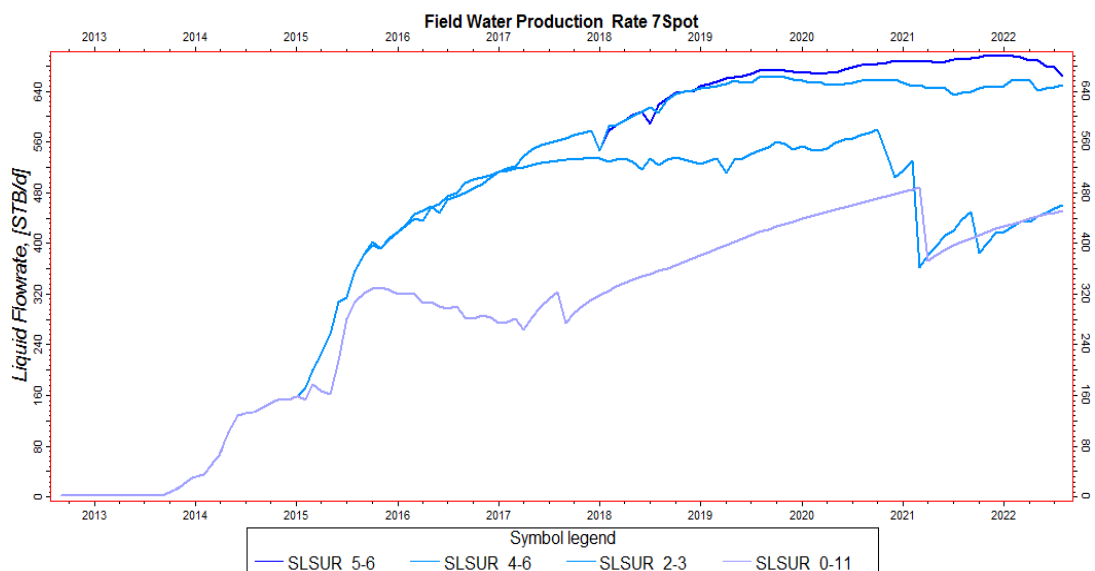


Figura 6-87: Tasa de Producción de Agua- Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°2.

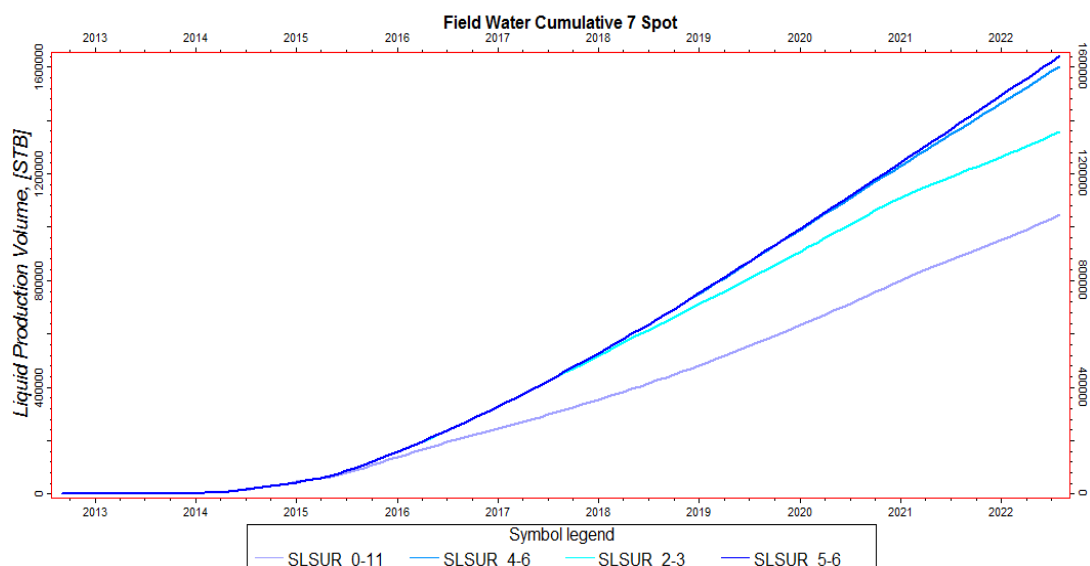


Figura 6-88: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°2.

Tamaño de Bache surfactante	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
años-meses	BLS	BLS	BLS	%
0-11	1045493	0	451.9	39.6
<u>2-3</u>	<u>1357011</u>	<u>311517</u>	<u>459.8</u>	<u>40.3</u>
4-6	1603186	246176	650.3	48.0
5-6	1640445	37259	664.6	48.3

Tabla 6-17: Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

La presión de yacimiento para el pozo S-188D y S-153, se muestran en las figuras 6-89 y 6-90, en estas se puede evidenciar que sin importar la distancia inyector-productor el efecto de la inyección de surfactantes sobre la presión es el mismo, ósea que a mayor concentración de surfactante la caída en la presión es mayor, esto también como resultado de la mayor producción de fluidos (agua y petróleo).

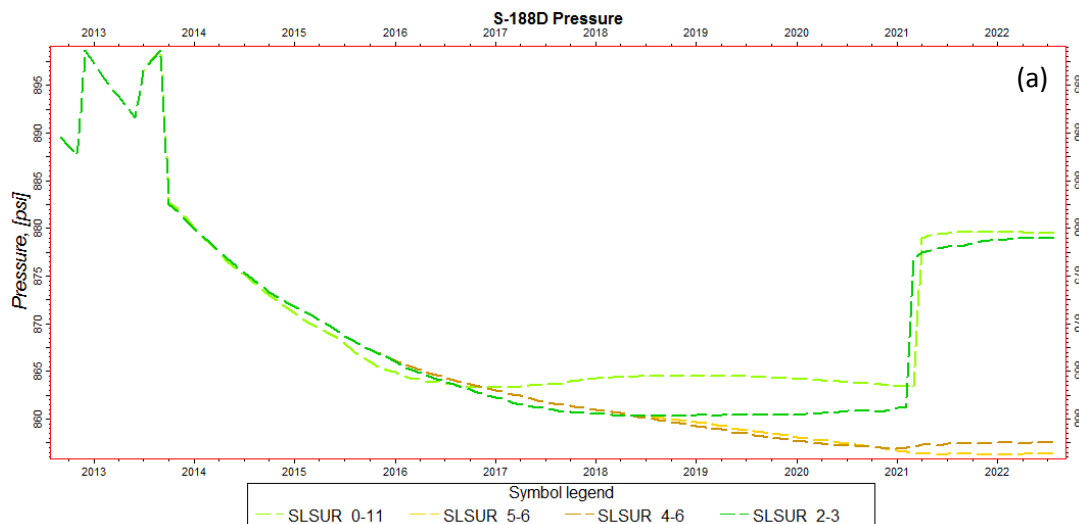


Figura 6-89: Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

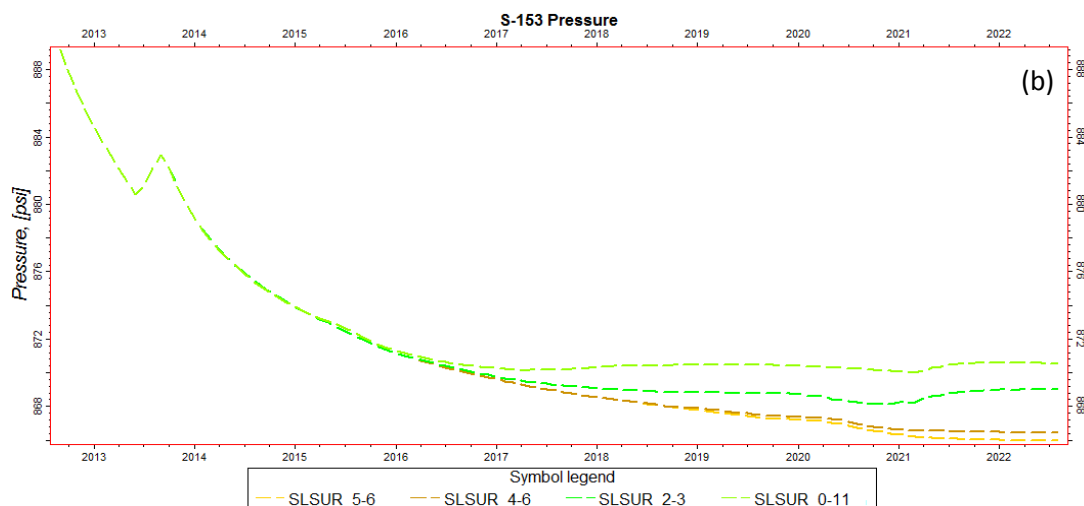


Figura 6-90: Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

La cantidad de surfactante adsorbido aumenta conforme se inyectan baches más grandes de este, pero en porcentaje del surfactante total inyectado, este se va reduciendo conforme se inyectan baches más grandes del mismo (tabla 6-18). La cantidad de surfactante adsorbido para el bache de 0años- 11meses llega a ser 60.5% del surfactante total inyectado, mientras que para el bache de 5años- 6 meses es de apenas 11.9. Para el bache de 0años- 11meses la adsorción del surfactante reduce drásticamente la cantidad de surfactante en solución y por consiguiente afecta en gran medida a la eficiencia de recuperación de petróleo. Como se puede ver en la figura 6-92, la cantidad de surfactante producido aumenta conforme aumenta la concentración del mismo, esto debido al aumento en la producción de agua.

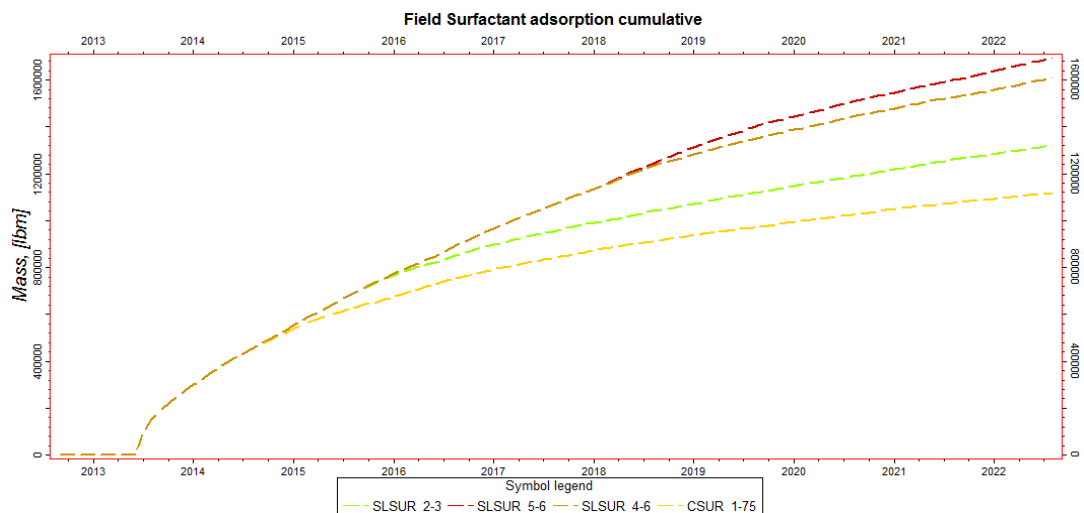


Figura 6-91: Adsorción Acumulada de Surfactante- Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°2.

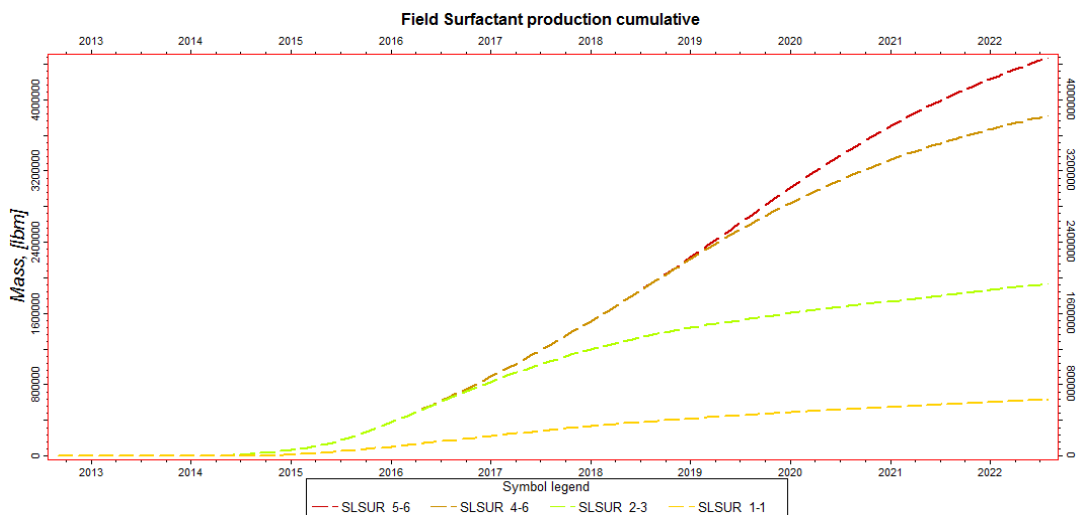


Figura 6-92: Producción Acumulada de Surfactante- Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°2.

Como se puede ver en la figura 6-93, para el tamaño de bache más pequeño (0años- 11meses), la cantidad de surfactante que queda solución se ha reducido hasta el 19.4% del surfactante total inyectado, para el bache de 2años- 3meses, la cantidad de surfactante que queda en solución es aproximadamente del 33.6%. Si bien el porcentaje de surfactante adsorbido va decreciendo conforme aumenta el tamaño de bache, para los tamaños de baches más grandes a 2años- 3meses, la cantidad de surfactante que queda en solución es más pequeña, esto debido a que el porcentaje de surfactante producido aumenta en gran medida conforme aumenta el tamaño de bache (ver tabla 18).

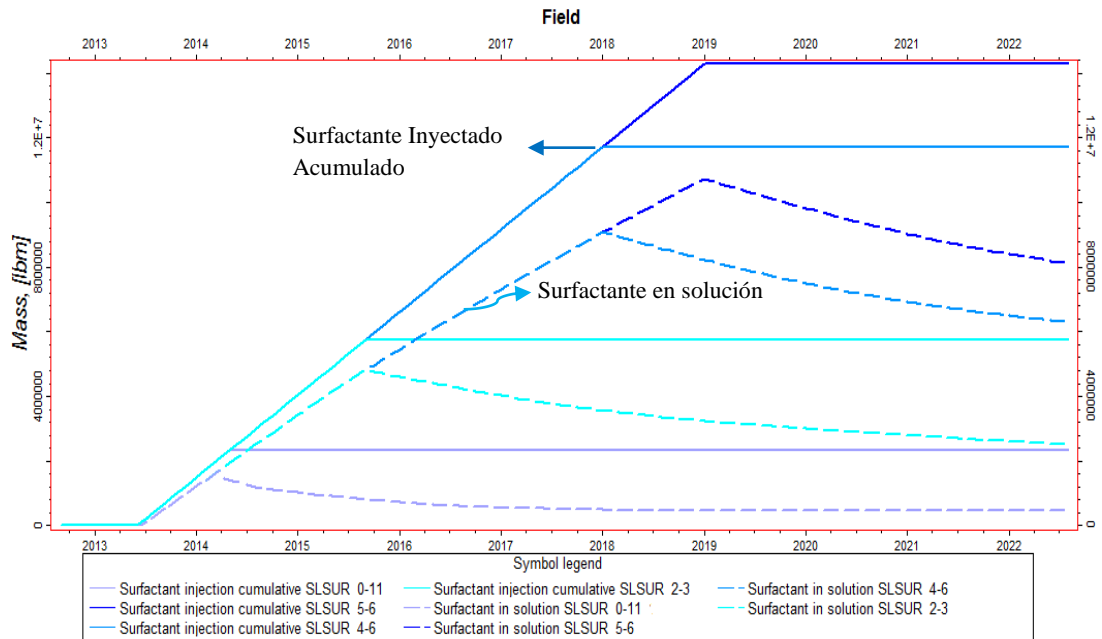


Figura 6-93: Surfactante en solución- Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°2.

Tamaño de Bache de Surfactante	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
años-meses	LB	LB	LB	LB
0-11	2338000	1414777	469055	454167
<u>2-3</u>	<u>5754000</u>	<u>1321943</u>	<u>2498697</u>	<u>1933358</u>
4-6	11725000	1610501	6293061	3821427
5-6	14280000	1695241	8114958	4469791

Tabla 6-18 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

Tamaño de Bache de Surfactante	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
años-meses	LB	%	%	%
0-11	2338000	60.5	20.1	19.4
<u>2-3</u>	<u>5754000</u>	<u>23.0</u>	<u>43.4</u>	<u>33.6</u>
4-6	11725000	13.7	53.7	32.6
5-6	14280000	11.9	56.8	31.3

Tabla 6-18 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°2.

En la figura 6-94 a) y b) se puede ver el efecto del surfactante sobre la tensión superficial agua-petróleo para las celdas del pozo S-52B_INJ, en las que, para las celdas superiores la tensión superficial baja hasta llegar a cero para casi todos los casos, pero esta sube nuevamente cuando se inyecta el bache de empuje de agua. Para las celdas inferiores se puede ver que la tensión superficial se mantiene en valores

bajos por un mayor lapso de tiempo, incluso luego de la inyección de bache de empuje de agua.

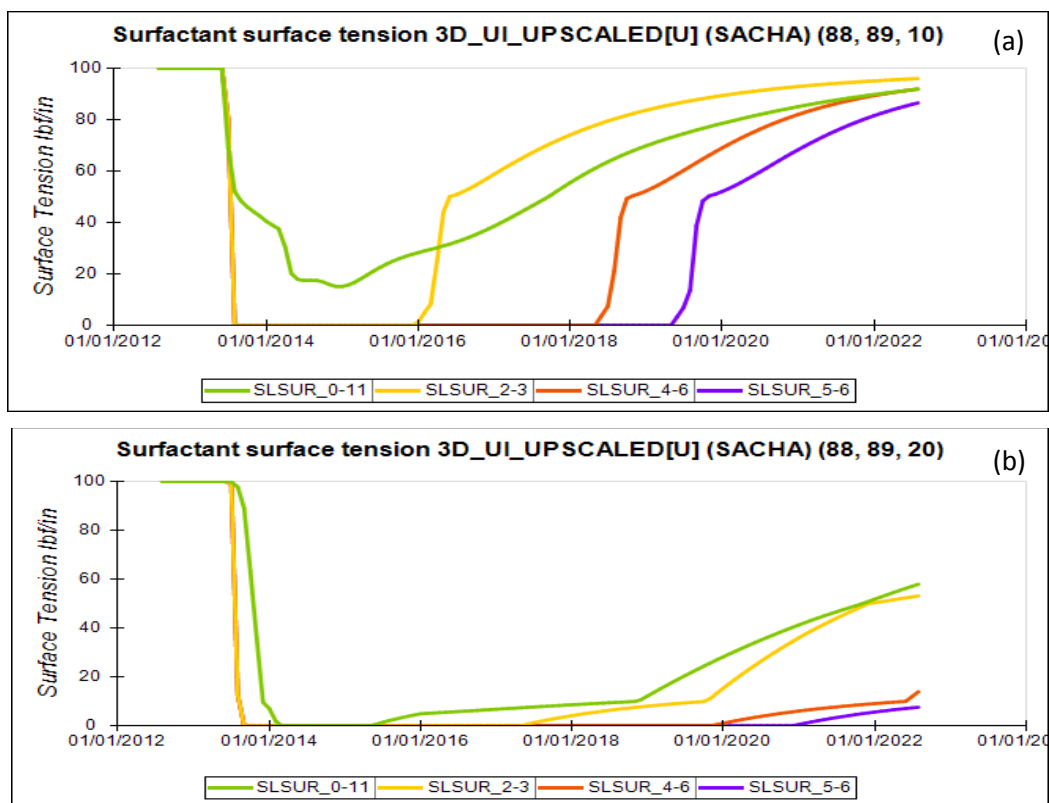
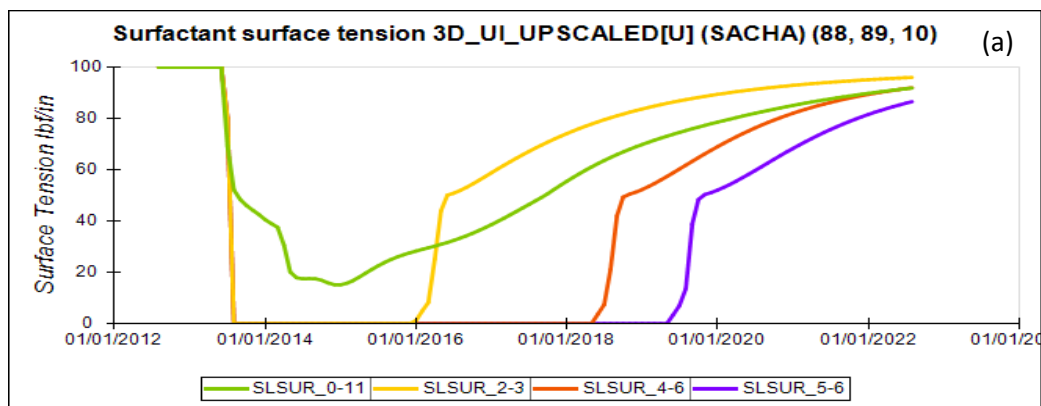


Figura 6-94: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-52B_INJ- Capa N°10 a) y N°20 b).

Como se puede ver en las figuras 6-95 y 6-96 la tensión superficial para las celdas inferiores del pozo S-188D llega a valores de cero antes del 2014, en cambio para el pozo S-153 la caída de la tensión superficial comienza en el año 2016. El mismo comportamiento se da en las celdas superiores, en donde para el pozo S-188D la caída de la tensión superficial comienza en el año 2018, mientras que para el S-153 esta se produce a comienzos del año 2021.



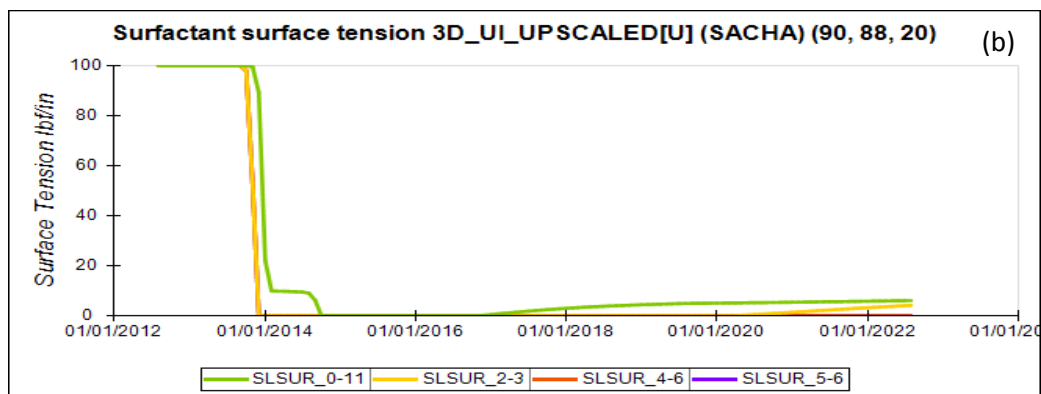


Figura 6-95: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-188D- Capa N°10 a) y N°20 b).

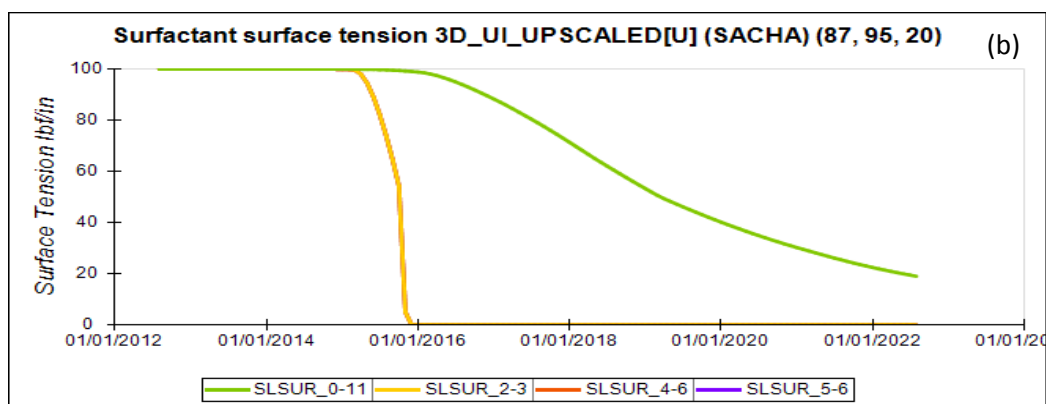
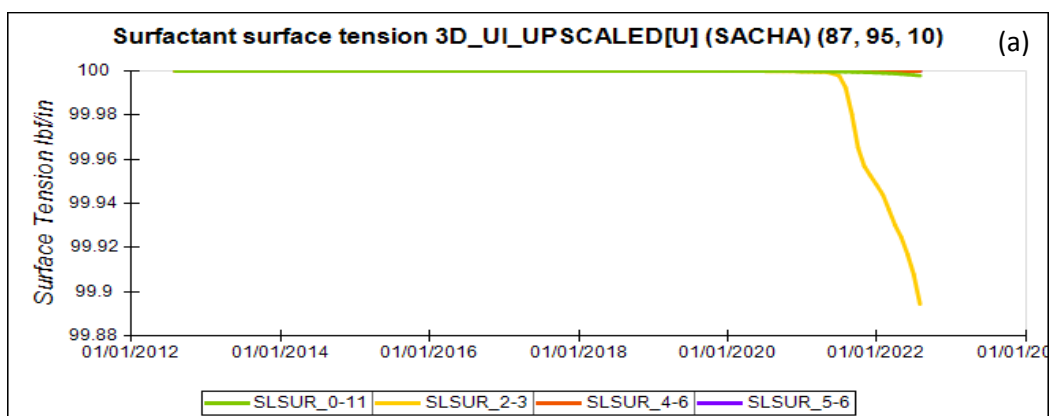


Figura 6-96: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-153- Capa N°10 a) y N°20 b).

En la figura 6-97, se puede ver el perfil de saturación de agua de la inyección de surfactante. En esta se puede apreciar una zona de color azul intenso que corresponde a una saturación de agua de más del 92%, esto quiere decir que la saturación de petróleo de esa zona se ha reducido grandemente, si comparamos con la saturación de agua obtenida con la inyección de polímero, la cual llegó a tener una saturación máxima de agua del 75%.

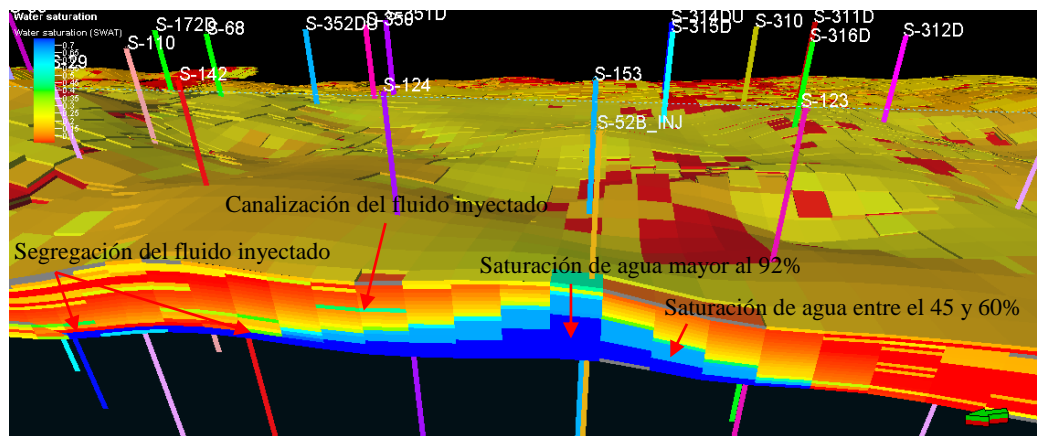


Figura 6-97: Perfil de Saturación de agua Escenario N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte en sección) - 01/08/2022.

En la figura 6-98 se puede apreciar que en la zona afectada por el surfactante, la saturación de petróleo se ha reducido bastante, hasta menos del 5%, y que en las zonas aledañas, la saturación de petróleo ha subido hasta más del 92%. Esto nos demuestra que el surfactante ha formado un bache de petróleo, el cual como se aprecia en la figura 6-99 ha sido desplazado hacia los pozos productores.

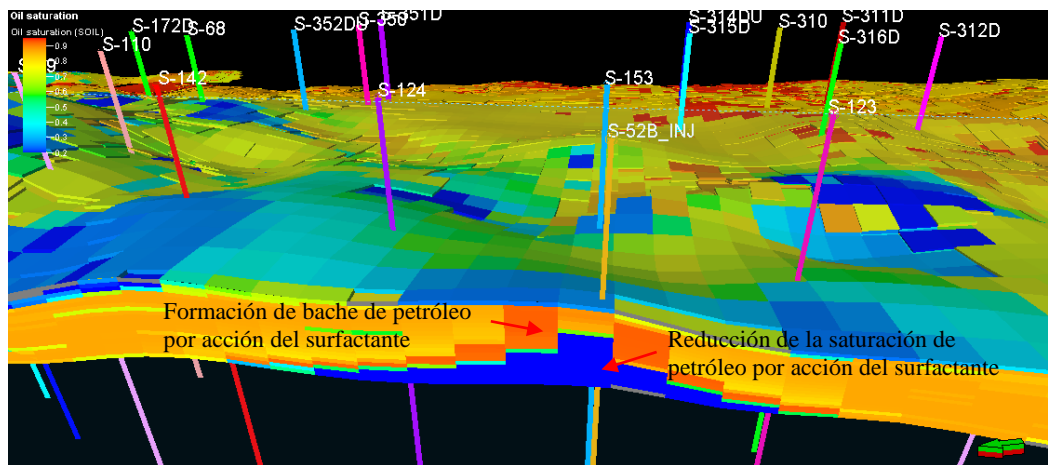


Figura 6-98: Perfil de Saturación de petróleo Escenario N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte en sección) - 01/09/2015.

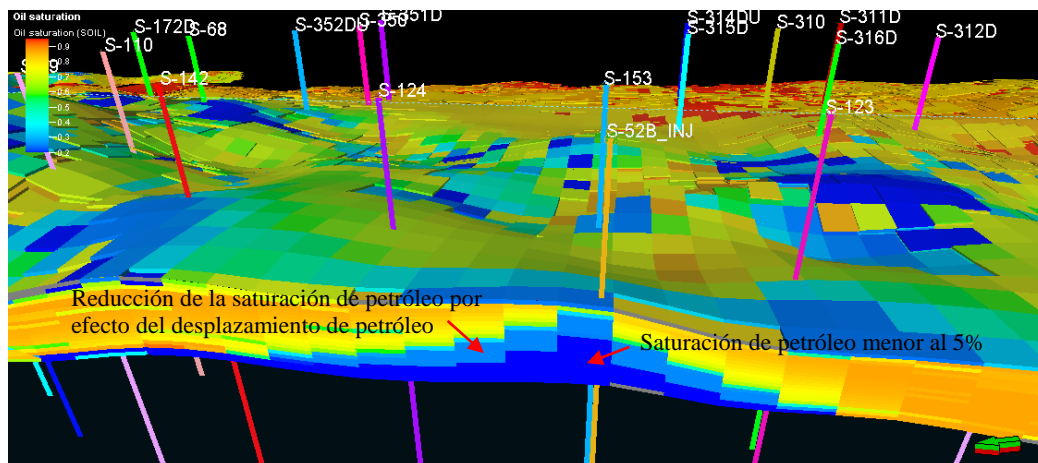
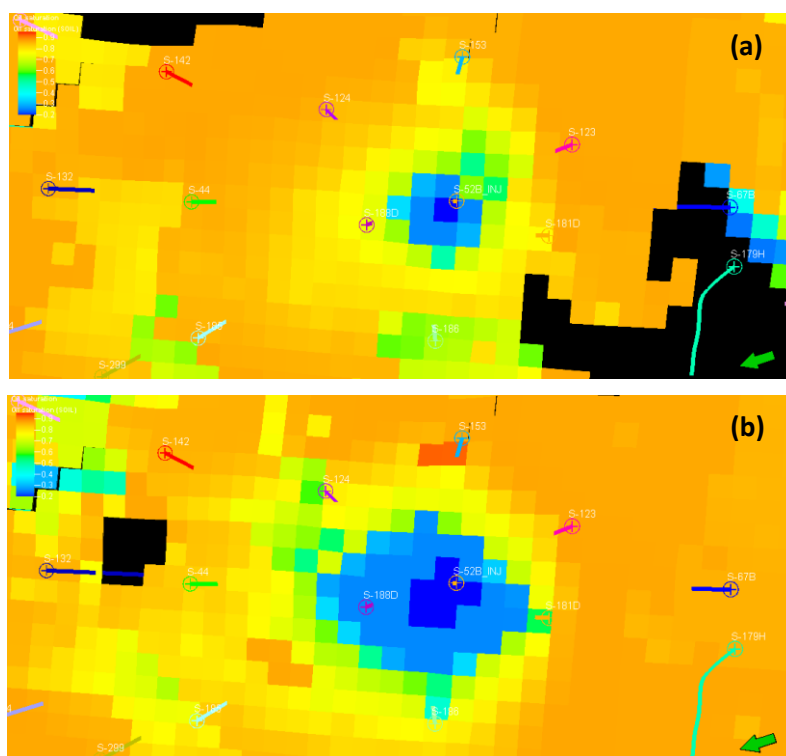


Figura 6-99: Perfil de Saturación de petróleo Escenario N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte en sección) - 01/08/2022.

En la figura 6-100 se puede apreciar que, la invasión del surfactante a la formación no es homogénea en todas las capas. El área invadida de las capas inferiores es mucho más grande que el de las capas superiores, esto hace que la zona contactada por el surfactante sea mucho más pequeña que en la inyección de polímeros, y por lo tanto se reduzca la eficiencia de la inyección de surfactante en gran medida.



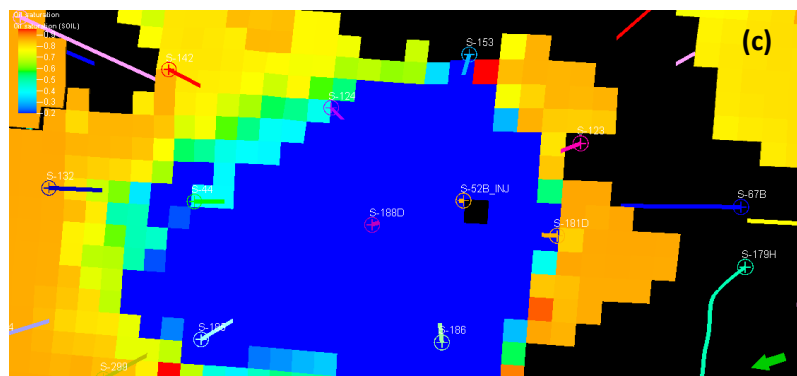


Figura 6-100: Saturación de petróleo Escenario N°2– Tamaño de bache 2años- 3meses (vista superior-capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c)) - 01/08/2022.

En las figuras 6-101 y 6-102, se puede ver que en septiembre del 2015 antes de inyectar el bache de empuje de agua la concentración de surfactante está entre 3.15 y 3.48 LB/BL en toda la zona invadida, para agosto del 2022, todo el surfactante ha sido desplazado y la concentración del mismo ha llegado a quedar incluso en cero.

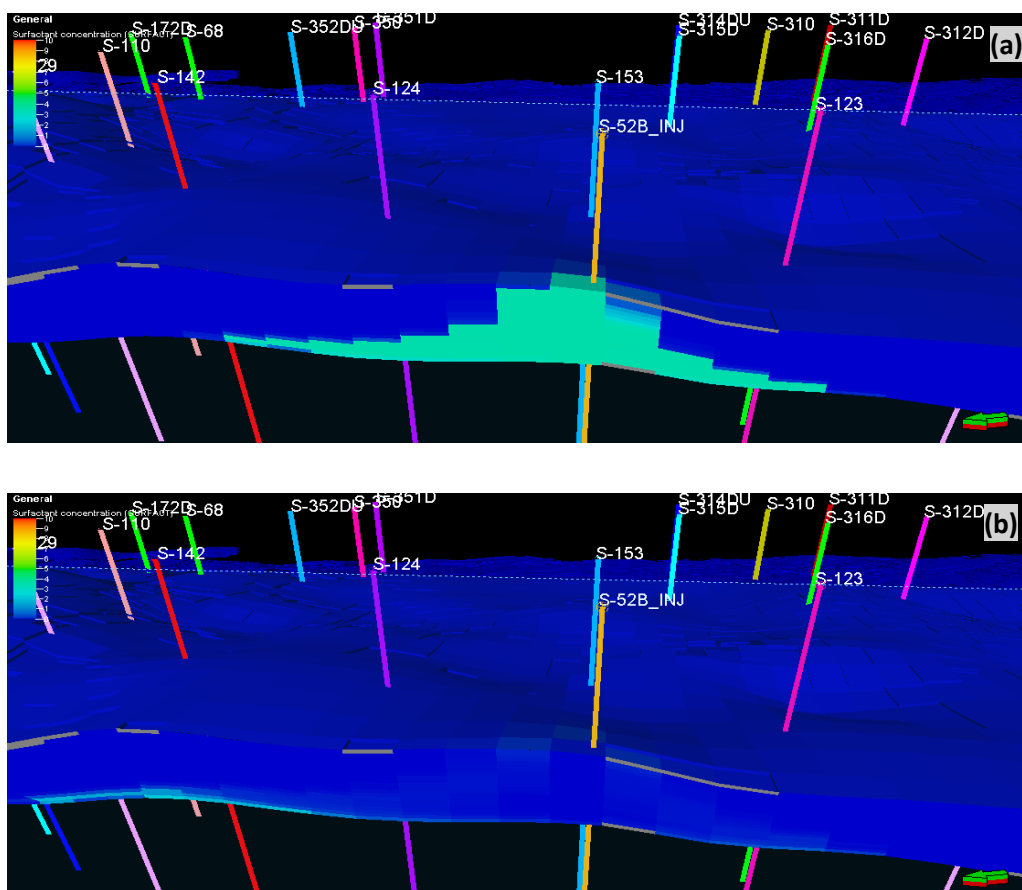


Figura 6-101: Concentración de Surfactante Escenario N°2- Tamaño de bache 2años- 3meses (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b).

Como se muestra en las figura 6-102 a) y b), el surfactante ha sufrido segregación hacia las capas inferiores, por lo que en las capas superiores la acción del surfactante ha sido mínima, esto se puede visualizar de mejor manera en la concentración de surfactante que ha quedado en el área invadida.

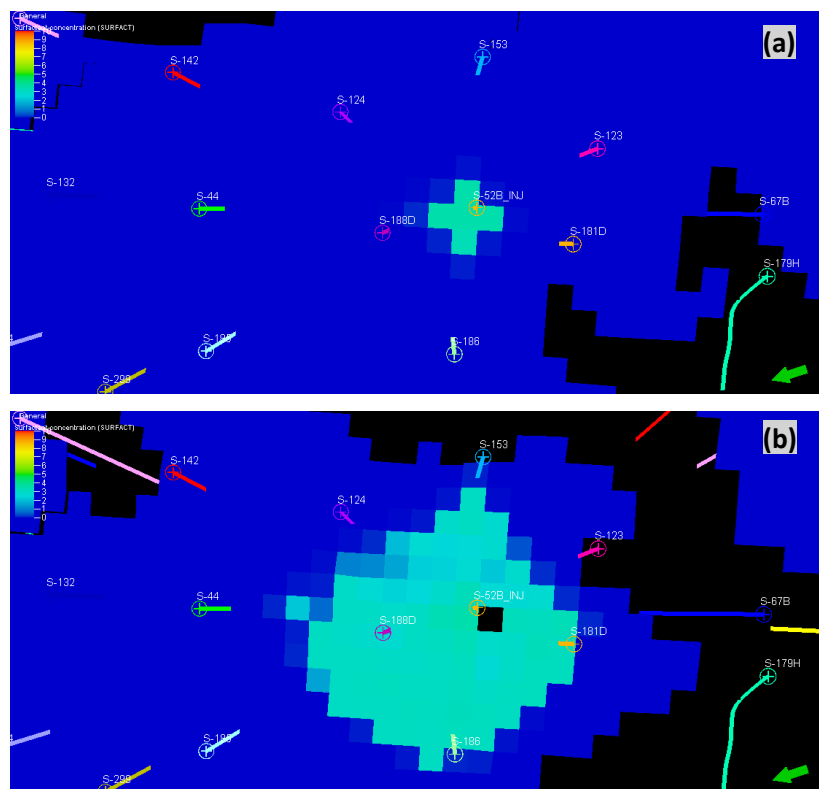


Figura 6-102: Concentración de surfactante Escenario N°2- Tamaño de bache 2años-3meses (capa N°10 a) y N°20 b)) - 01/08/2016.

6.1.2.2. Concentración

El comportamiento de la producción de los pozos sometidos a inyección de surfactantes no presenta una tendencia definida para todos los valores de concentración de surfactante. Como se observa en la figura 6-103 y 6-104, hasta una concentración de 3.50 LB/BL se observa un incremento en la producción de petróleo conforme se aumenta la concentración, pero para concentraciones más altas a esta la producción incluso tiende a disminuir por debajo de la concentración más baja, 1.75 LB/BL.

Como se puede ver en la figura 6-105, para una concentración de 3.5 LB/BL se obtiene una considerable diferencia en el acumulado de petróleo con respecto a la concentración de 1.75 LB/BL, mientras que para las concentraciones mayores a 3.5

LB/BL, se obtienen incluso un acumulado de petróleo menor al de la concentración de 1.75 LB/BL.

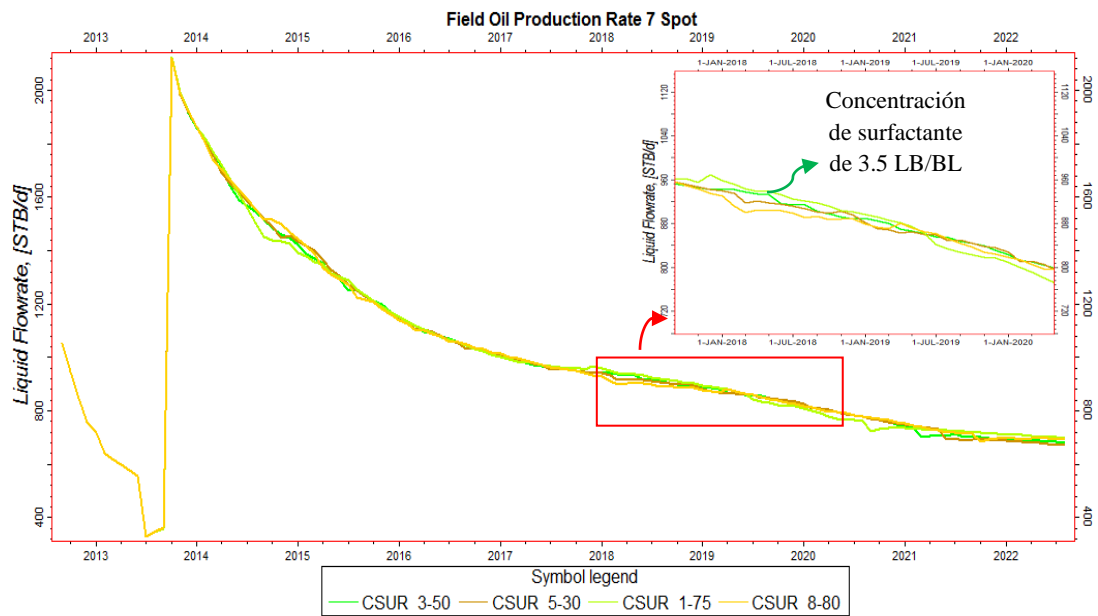


Figura 6-103: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

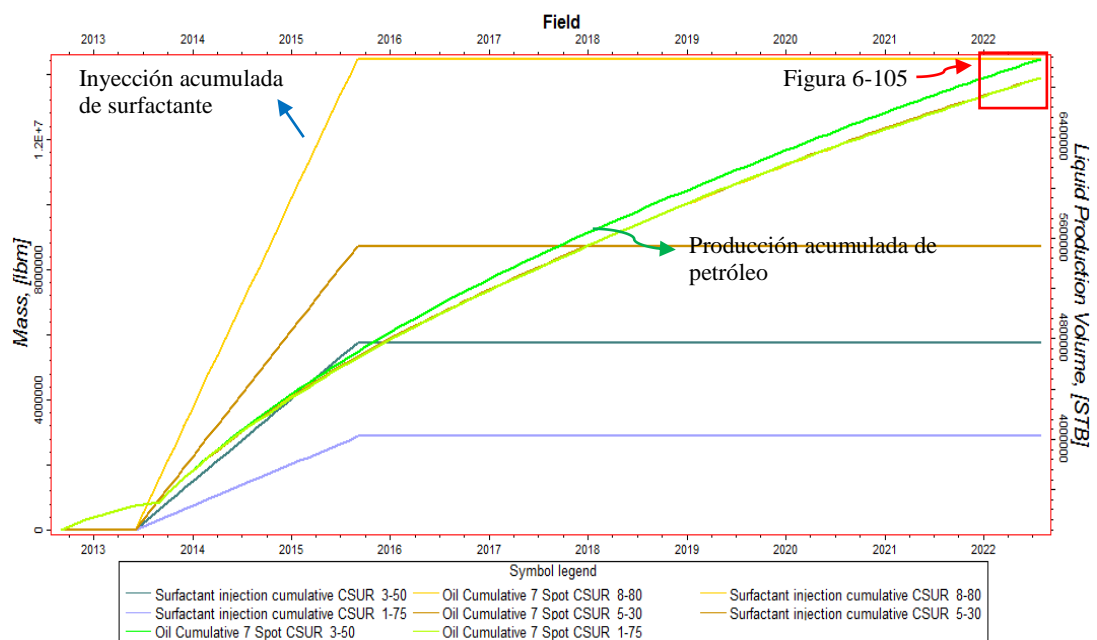


Figura 6-104: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

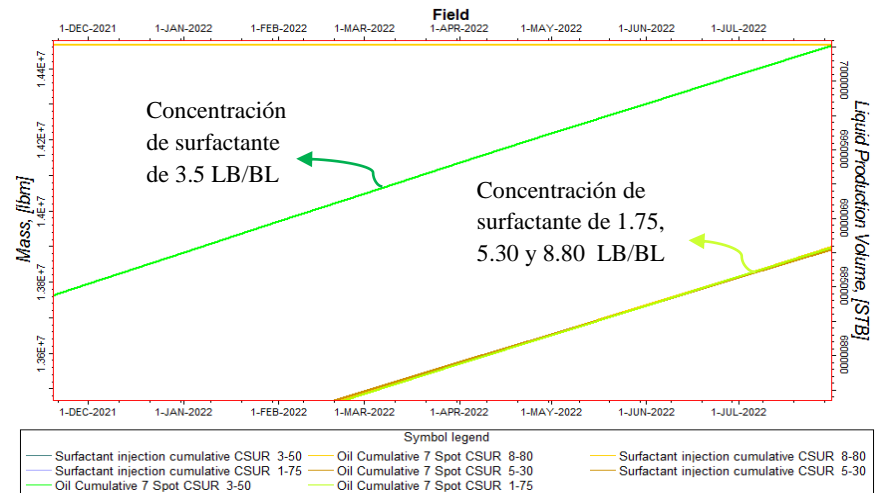
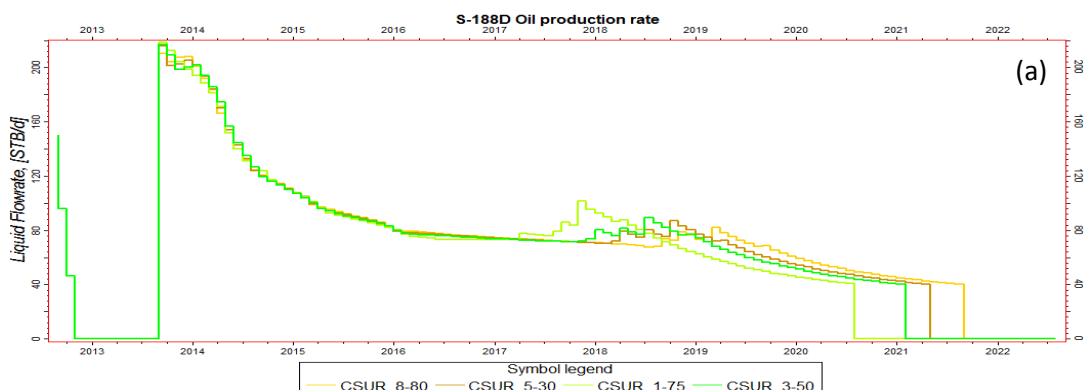


Figura 6-105: Zoom figura 6-120-Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

En las figuras 6-106, se puede observar el comportamiento de la producción de petróleo para el pozo S-188D, en las cuales se observa que mientras más alta es la concentración de surfactante mayor es la producción de petróleo. También se puede ver que hasta una concentración de 3.5 LB/BL el aumento de la producción es bastante considerable, mientras que, para concentraciones mayores a 3.5 LB/BL el aumento en la recuperación con respecto a la concentración inmediatamente menor no es proporcional a la cantidad de surfactante adicional inyectado.

Para el pozo S-153 (figuras 6-107), la producción de petróleo presenta un comportamiento contrario al del pozo S-188D, ya que la producción de petróleo de este disminuye conforme aumenta la concentración de surfactante. Esto puede ser resultado de la distancia inyector- productor, ya que este pozo es uno de los más alejados del inyector, esto hace que el petróleo movilizado por el surfactante llegue en menor proporción que a los pozos más alejados al inyector.



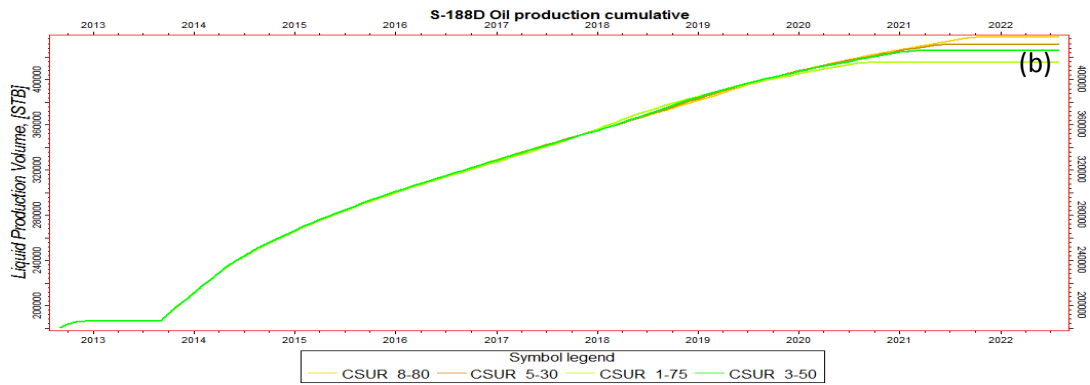


Figura 6-106: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

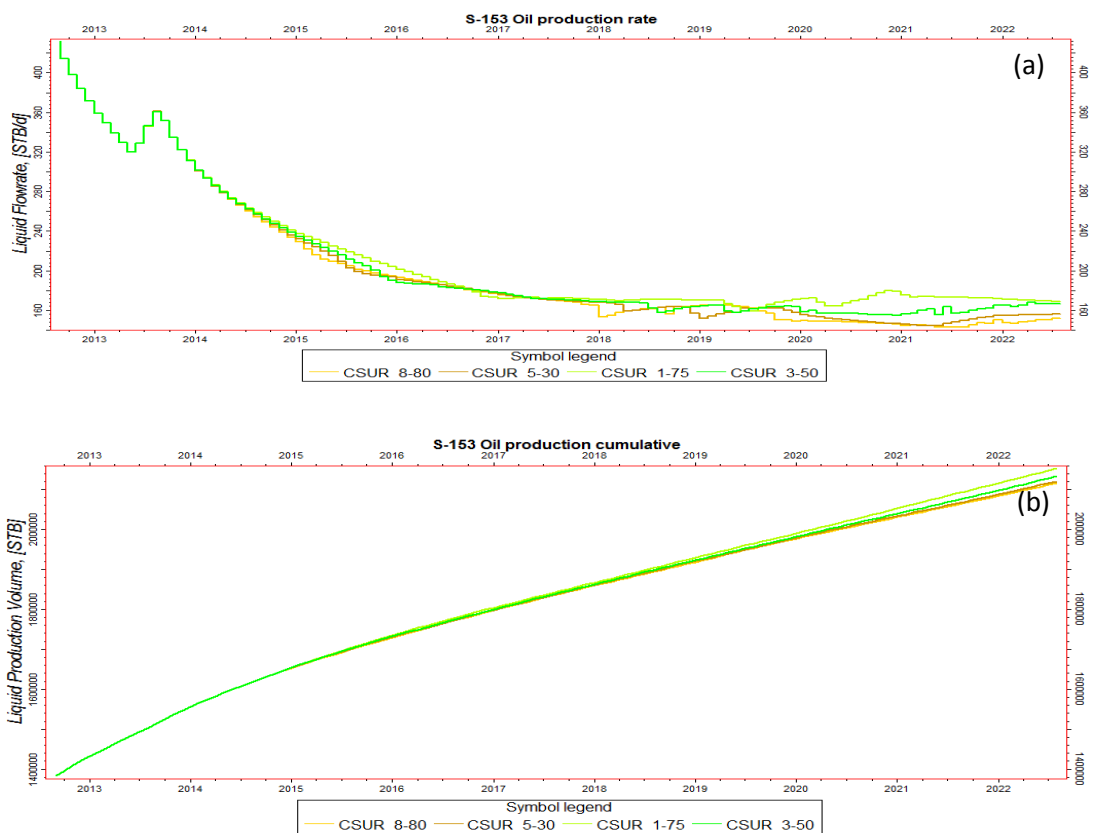


Figura 6-107: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153 -Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

En la tabla 6-19 se muestra que, hasta una concentración de surfactante de 3.5 LB/BL se logra incrementar la recuperación de petróleo hasta 7'026563 BLS, lo que significa un aumento de 147251 BLS de petróleo en el acumulado con relación a la concentración de 1.75 LB/BL. Un efecto contrario se produce con concentraciones de surfactante más altas, en donde la producción acumulada de petróleo incluso es menor que para el tamaño de bache de 1.75 LB/BL.

Concentración de surfactante	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
LB/BL	BLS	BLS	BLS	BLS
-	3276296	-	-	-
1.75	6879312	3603016	0	698.8
<u>3.50</u>	<u>7026563</u>	<u>3750267</u>	<u>147251</u>	<u>681.1</u>
5.30	6877608	3601312	-148955	671.6
8.80	6879452	3603156	1844	694.2

Tabla 6-19: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

Como se puede ver en la figura 6-108 y 6-109, para el pozo S-188D y S-153, mientras más alta es la concentración de surfactante, más rápido declina la presión de reservorio, como se mencionó anteriormente, esto influye sobre la producción de petróleo, haciendo que para concentraciones arriba de 3.5 LB/BL, incluso la producción esté por debajo del valor obtenido con el bache de surfactante de 1.75 LB/BL.

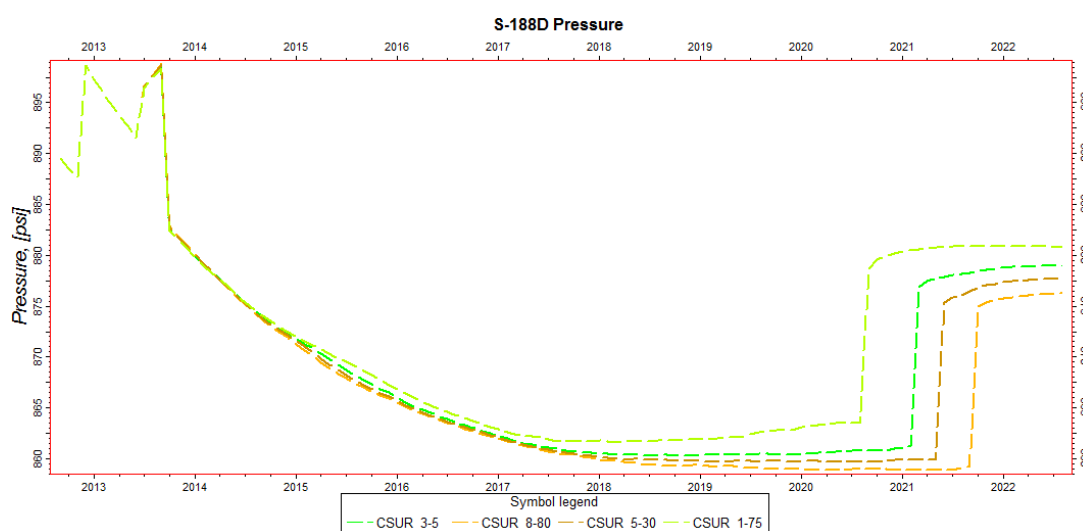


Figura 6-108: Presión de Yacimiento Pozo S-188D -Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

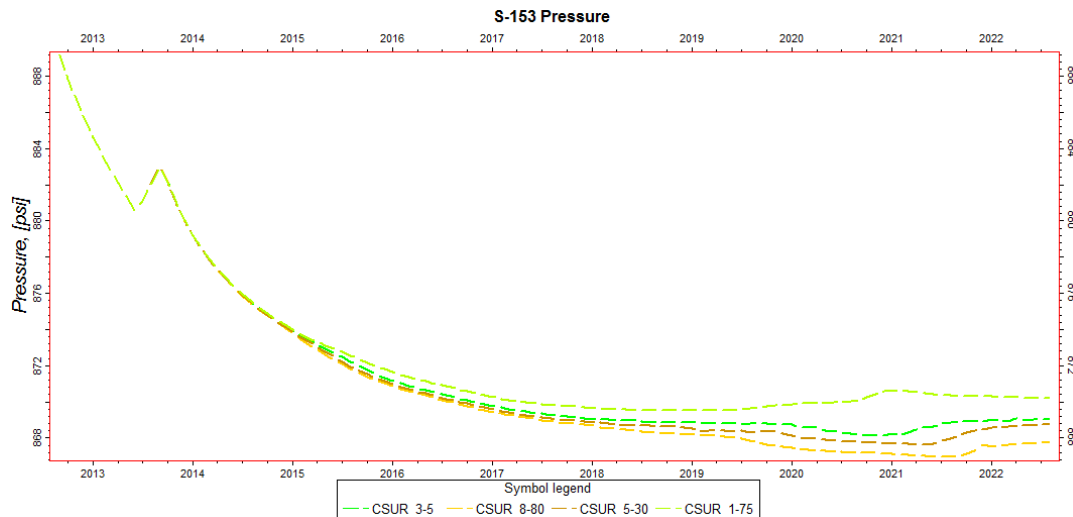


Figura 6-109: Presión de Yacimiento Pozo S-153 -Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

En la figuras 6-110 y 6-111, se muestra la tasa y acumulado de producción de agua total de todos los pozos del arreglo 7 spot, en el cual se puede ver que, como se menciona antes en la literatura, la producción de agua también aumenta conforme se incrementa la concentración de surfactantes, esto podría tener gran repercusión sobre la producción de petróleo, ya que la presión disminuye considerablemente debido a la gran producción de fluidos.

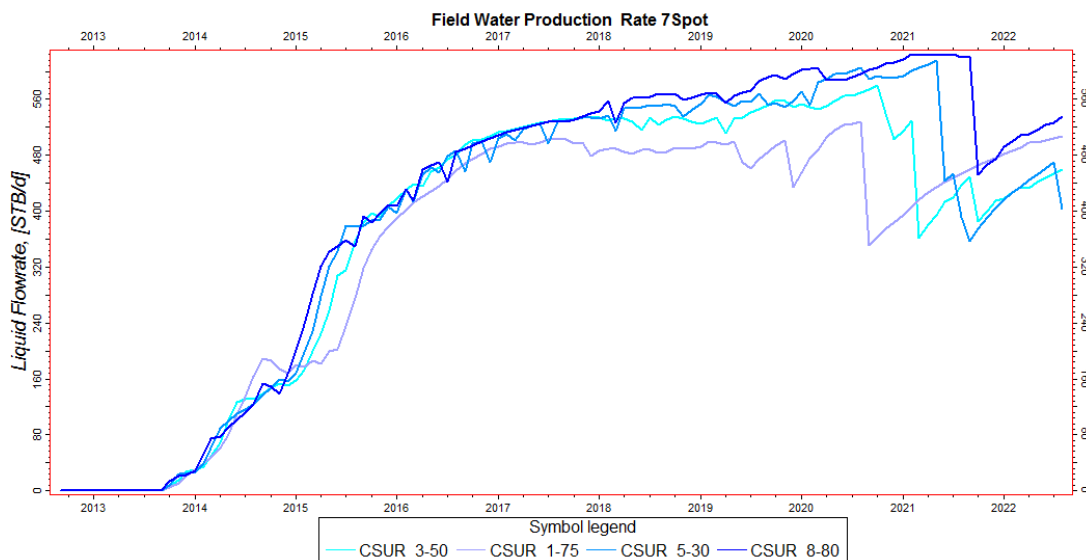


Figura 6-110: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

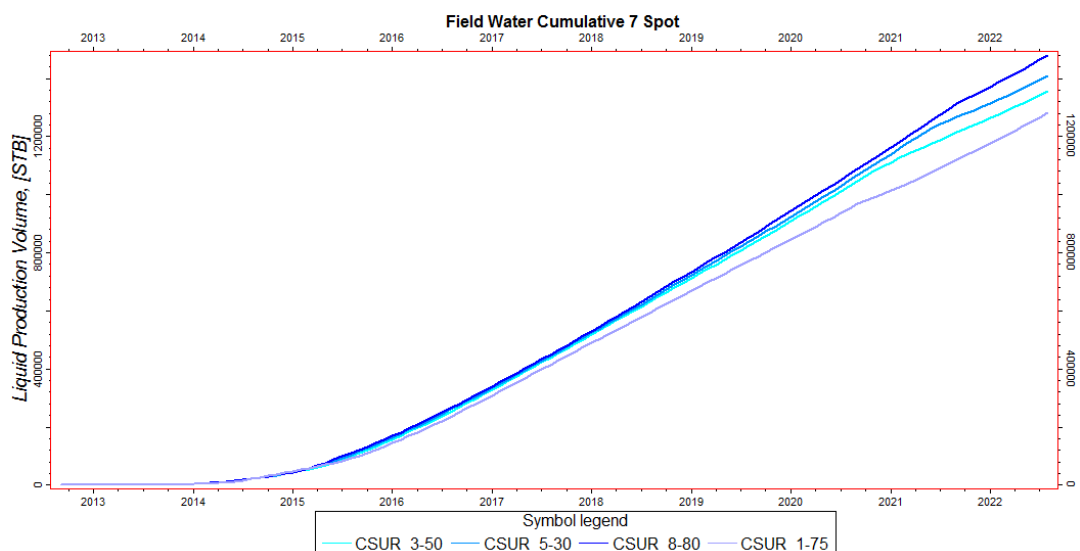
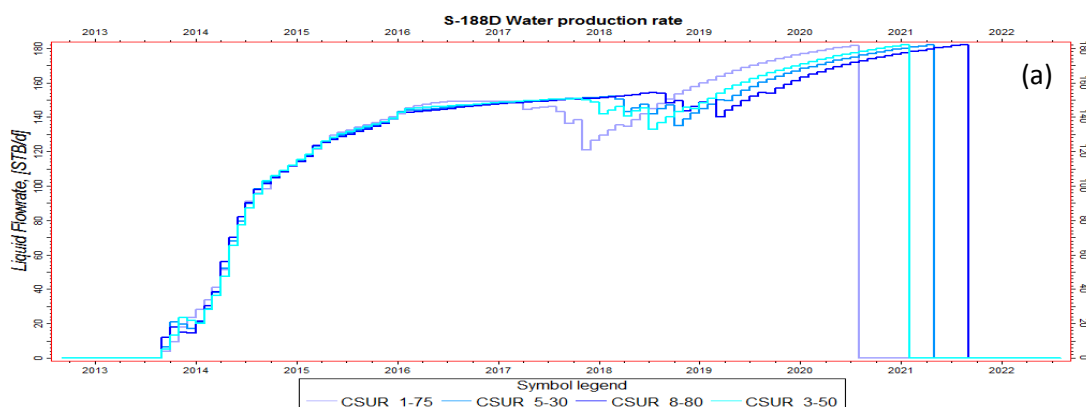


Figura 6-111: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

Concentración de surfactante	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
años-meses	BLS	BLS	BLS	%
1.75	1281573	0	507.7	42.1
<u>3.50</u>	<u>1357011</u>	<u>75438</u>	<u>459.8</u>	<u>40.3</u>
5.30	1408425	51414	403.6	37.5
8.80	1480224	71799	536.0	43.6

Tabla 6-20: Tasa y acumulado de producción de agua- Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

En a figura 6-112 para el pozo S-188D, se pudo apreciar que mientras más alta es la concentración de surfactante, la producción de agua aumenta, lo contrario ocurre con el pozo S-153, en el cual a mayor concentración de surfactante, se produce una menor cantidad de agua (figuras 6-113).



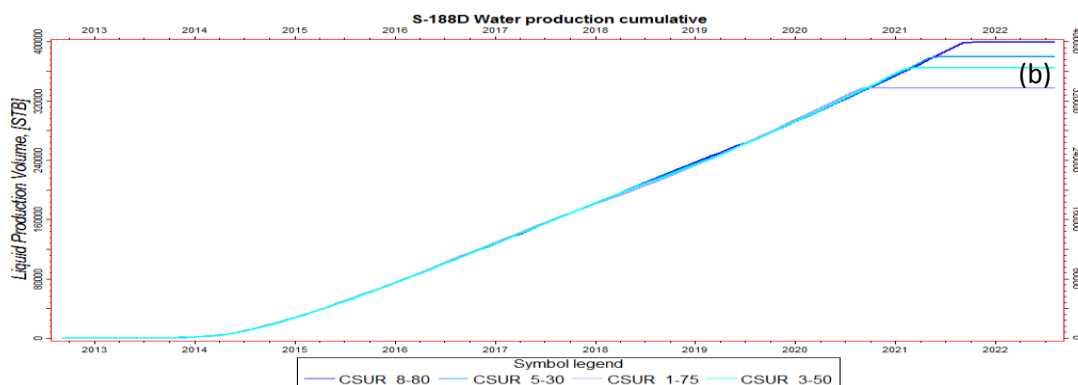


Figura 6-112: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D -Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

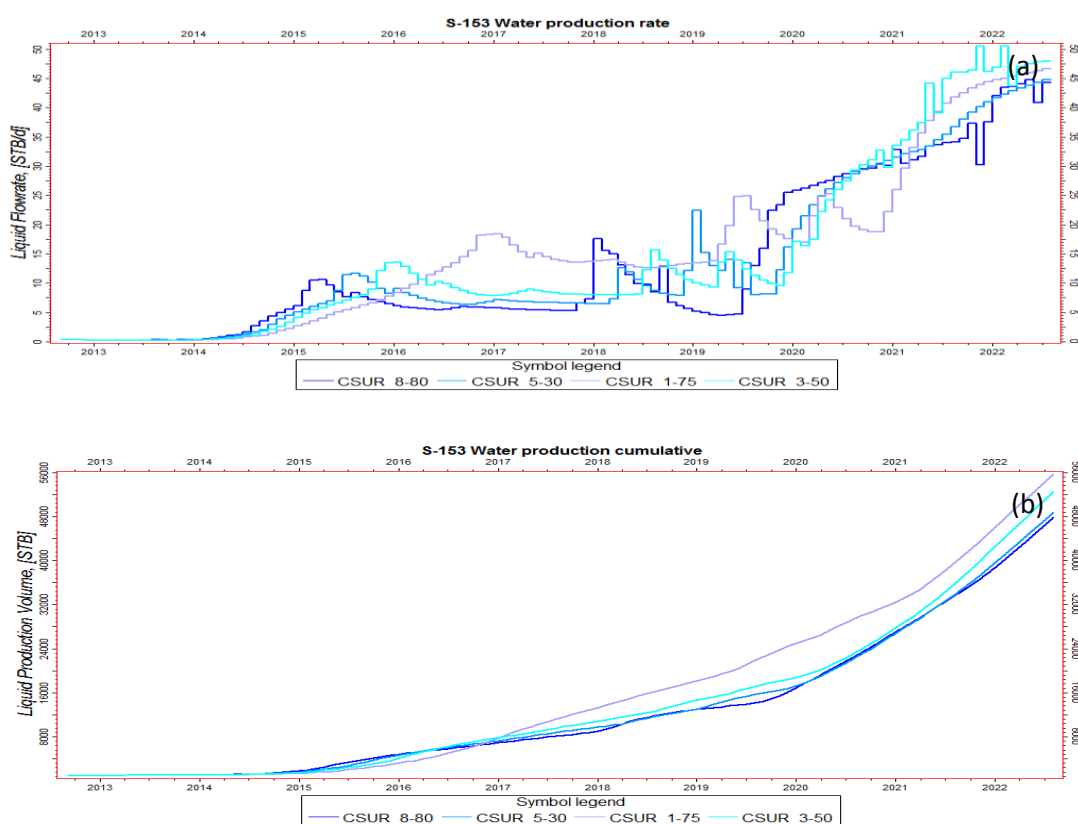


Figura 6-113: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-153 -Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

Mientras más alta es la concentración de surfactante, más grande es la cantidad de surfactante adsorbida a la formación(figura 6-114), aunque en porcentaje del surfactante total inyectado este disminuye conforme aumenta la concentración, ya que la cantidad de surfactante inyectado es mucho más grande que la cantidad que se adsorbe.

La producción de surfactante aumenta conforme aumenta la concentración de este, debido a que el surfactante no reduce la cantidad de agua producida, la cantidad de surfactante producida crece en gran medida a medida que se aumenta la concentración del mismo (figura 6-115).

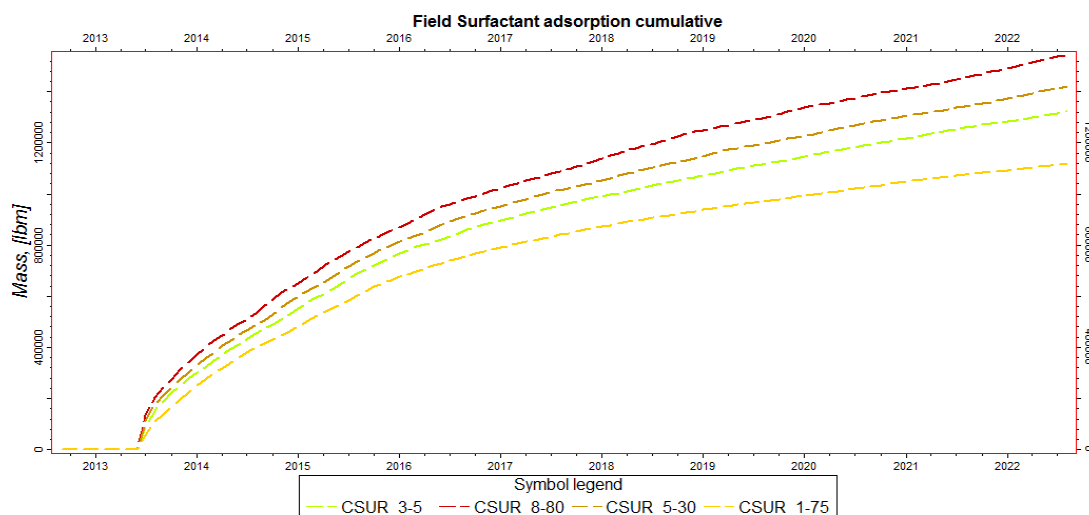


Figura 6-114: Adsorción Acumulada de Surfactante- Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

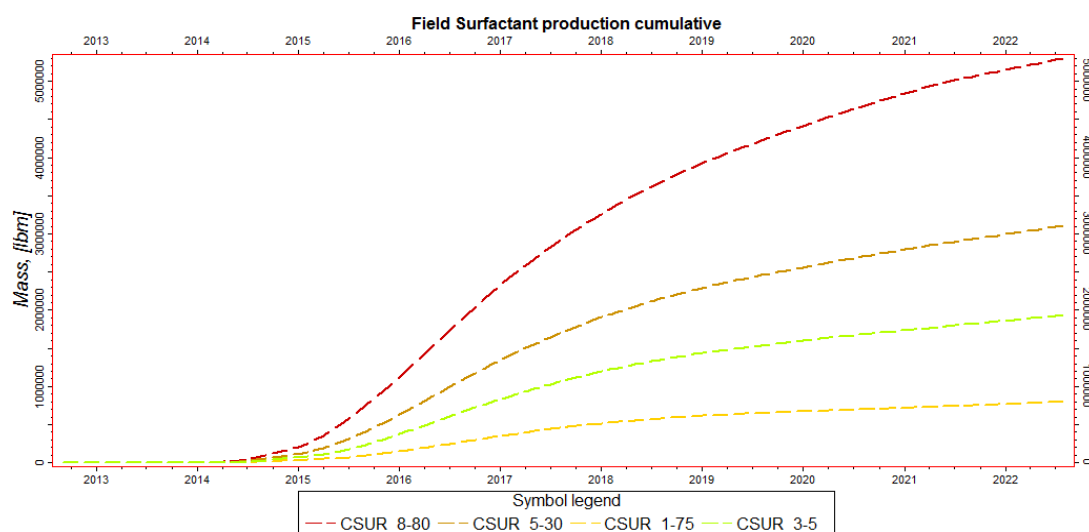


Figura 6-115: Producción Acumulado de Surfactante- Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

Si bien la cantidad de surfactante aumenta conforme aumenta la concentración del mismo (figura 6-116), en porcentaje del surfactante total inyectado este disminuye conforme aumenta la concentración de surfactante, y de la misma manera a más concentración, más porcentaje de surfactante se mantiene en solución.

Como se puede ver en la (tabla 6-21), el porcentaje de surfactante que se mantiene en solución crece conforme aumenta la concentración del mismo. Para la concentración de 1.75 LB/BL, el porcentaje de surfactante en solución es del 33.4% del surfactante total inyectado, mientras que para la concentración de 8.8 LB/BL, el porcentaje de surfactante en solución es del 52.7%.

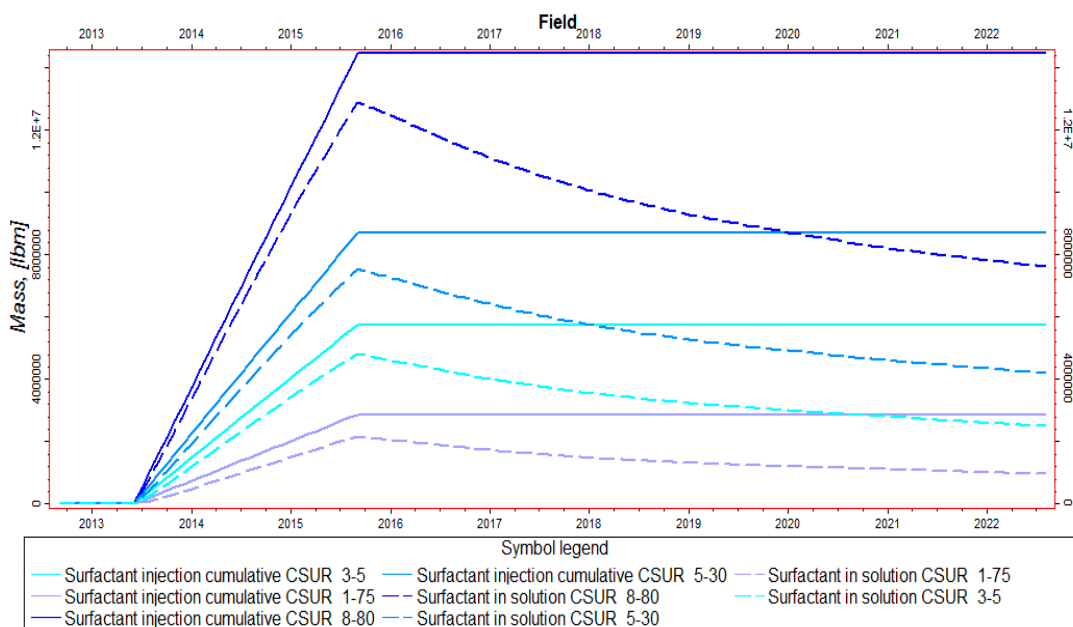


Figura 6-116: Surfactante en solución- Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

Concentración de Surfactante	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
1.75	2877000	1117156	800209	959634
<u>3.5</u>	<u>5754000</u>	<u>1321943</u>	<u>1933358</u>	<u>2498697</u>
5.30	8713200	1420128	3105940	4190845
8.80	14467200	1543707	5304636	7625226

Tabla 6-21 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración- Escenario N°2.

Concentración de Surfactante	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	%	%	%
1.75	2877000	38.8	27.8	33.4
<u>3.5</u>	<u>5754000</u>	<u>23.0</u>	<u>33.6</u>	<u>43.4</u>
5.30	8713200	16.3	35.6	48.1
8.80	14467200	10.7	36.7	52.7

Tabla 6-21 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°2.

La concentración óptima encontrada en este caso es la misma utilizada es la misma que se utilizó en la sensibilidad de Tamaño de Bache de Surfactante, por lo tanto el perfil y el área de invasión son las mismas presentadas en las graficas de la sensibilidad de tamaño de bache de la sección 6.1.2.1.

Como se puede apreciar en las figuras 6-117, 6-118 y 6-119, para los casos modelados con concentraciones más altas de surfactante, la tensión superficial baja hasta cero más rápidamente que para las concentraciones más bajas. Para el pozo S-188D, la tensión superficial baja hasta cero a finales del año 2013, mientras que para el pozo S-153, la caída de la tensión superficial comienza recién en el 2015 para la concentración de 8.8 LB/BL y para la de 1.75 LB/BL la caída se da en el 2017.

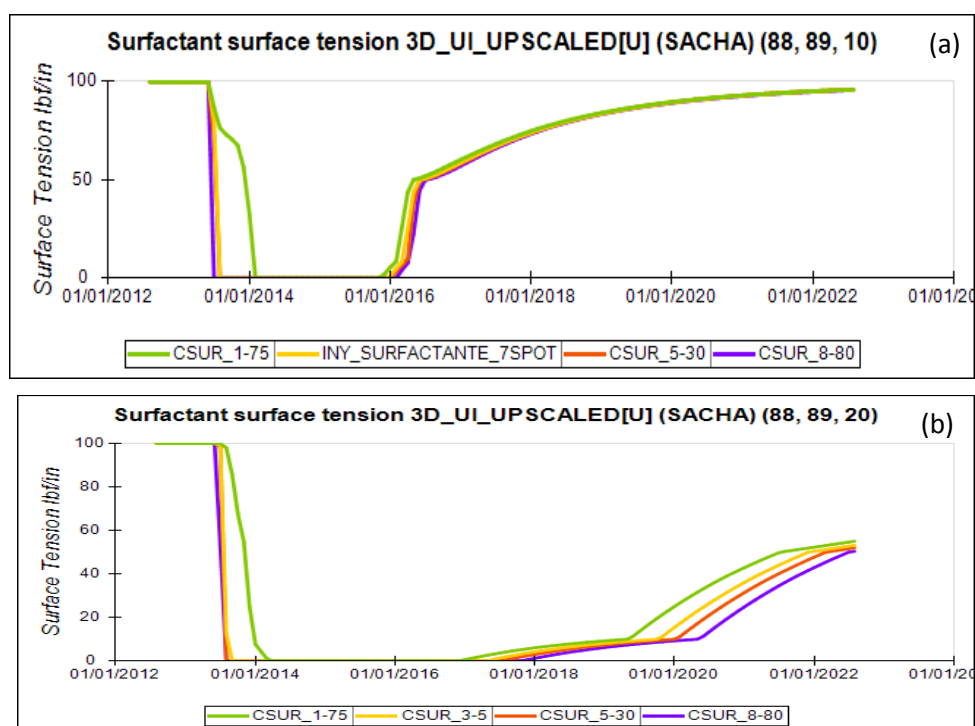
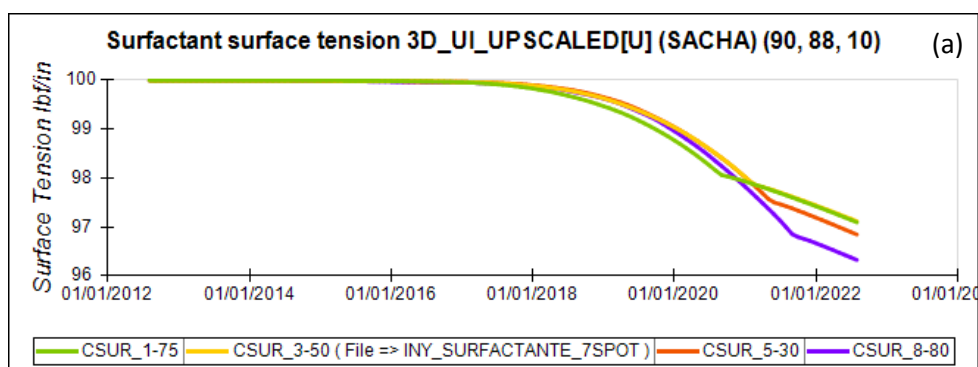


Figura 6-117: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-52B_INJ- Capa N°10 a) y N°20 b).



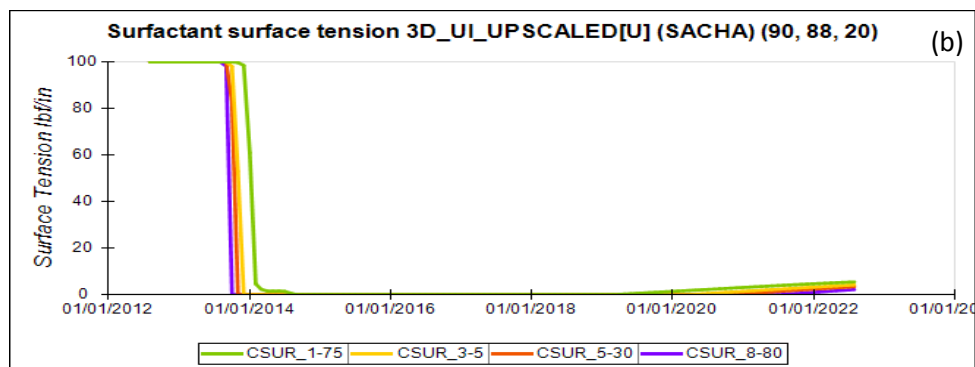


Figura 6-118: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-188D- Capa N°10 a) y N°20 b).

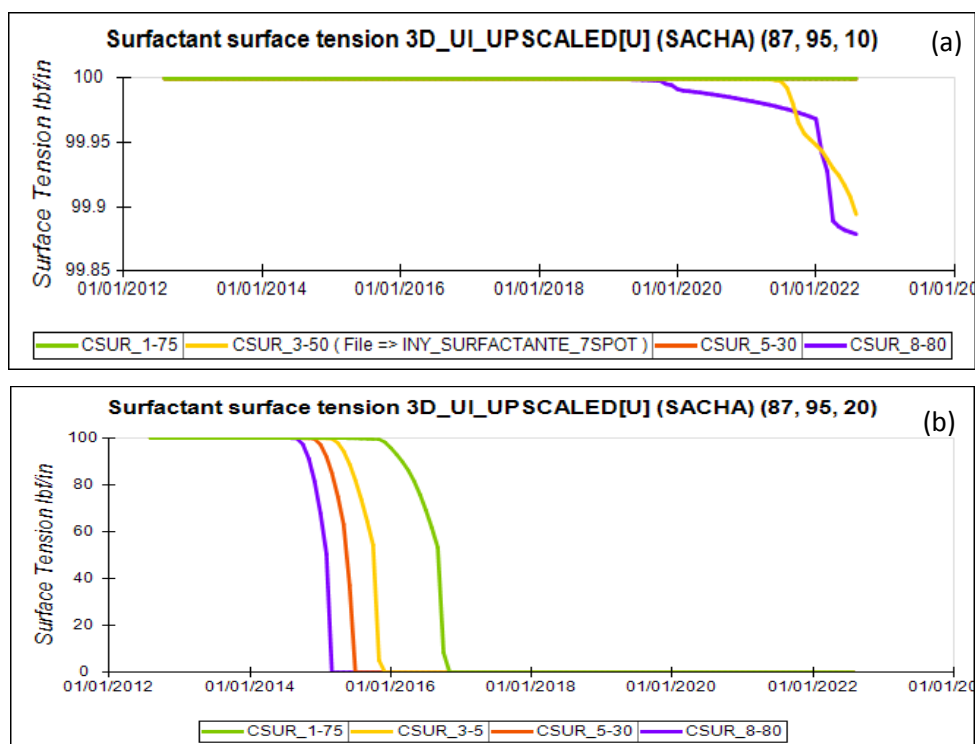


Figura 6-119: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-153- Capa N°10 a) y N°20 b).

6.1.2.3. Adsorción

Como se puede observar en la figura 6-120, para un valor de adsorción tan alto como 0.005 LB/BL, casi todo el surfactante inyectado se ha adsorbido sobre la roca.

La adsorción del surfactante sobre la roca hace que el surfactante inyectado con el agua se quede atrapado sobre la superficie de la roca y por consiguiente disminuya la concentración del mismo en el agua, por eso para valores de adsorción altos como 0.005 LB/BL, la cantidad de surfactante que permanece en solución es muy baja (figura 6-121).

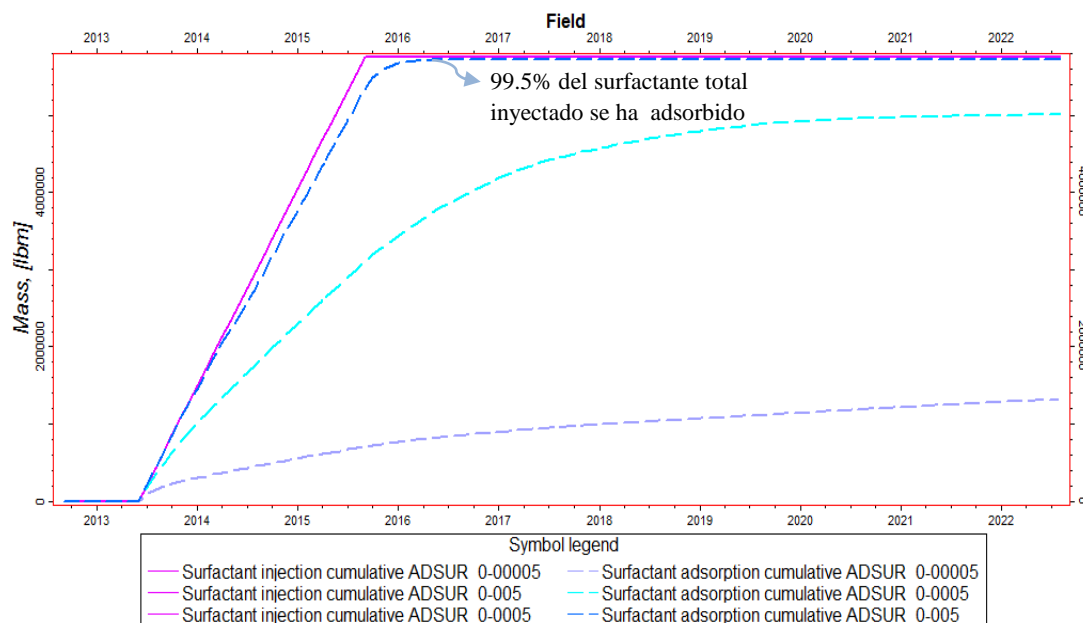


Figura 6-120: Adsorción Acumulada de Surfactante-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

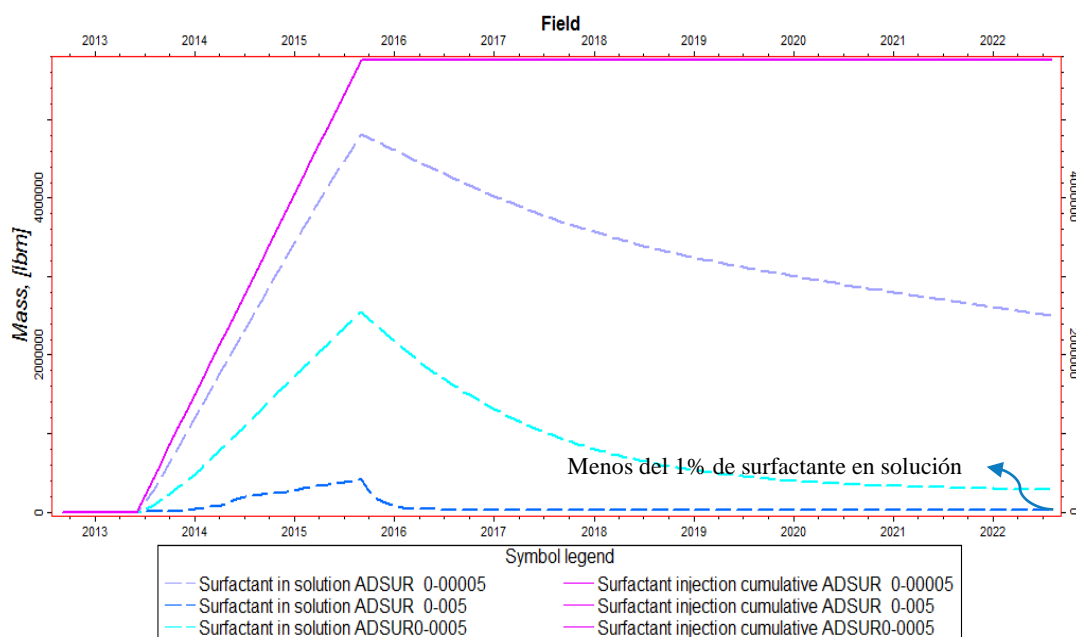


Figura 6-121: Surfactante en solución- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Para el caso modelado con un valor de baja adsorción del surfactante (0.00005 LB/BL), la cantidad de surfactante adsorbida esta en el orden del 23%, en este caso una gran cantidad del surfactante inyectado todavía permanece en solución con el agua, alrededor de 43.4%, logrando así bajar la tensión superficial agua-petróleo y por lo tanto mejorar la eficiencia de recuperación del petróleo. Por el contrario para los casos de moderada y alta adsorción el porcentaje de surfactante adsorbido es

87.1% y 99.5% del surfactante total inyectado, por lo tanto la cantidad de surfactante que permanece en solución con el agua es pequeña (tabla 6-22).

Adsorción del surfactante		Inyección Acum. de Surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
Caso	LB/LB	LB	LB	LB	LB
baja	0.00005	5754000	1321943	1933358	2498697
moderada	0.0005	5754000	5012376	460862	280759
alta	0.005	5754000	5724463	2.15	29535

Tabla 6-22 a): Mediciones de la inyección de surfactante -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Adsorción del surfactante		Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
Caso	LB/LB	LB	%	%	%
T baja	0.00005	5754000	23.0	33.6	43.4
moderada	0.0005	5754000	87.1	8.0	4.9
alta	0.005	5754000	99.5	0.00004	0.5

Tabla 6-22 b): Mediciones de la inyección surfactante -Sensibilidad Adsorción- Escenario N°2.

El caso modelado con baja adsorción de surfactante presenta una gran diferencia en recuperación de petróleo con el caso de moderada adsorción, esta diferencia hace que el caso con moderada adsorción se convierta en un proceso no rentable por la gran cantidad de surfactante que se ha adsorbido.

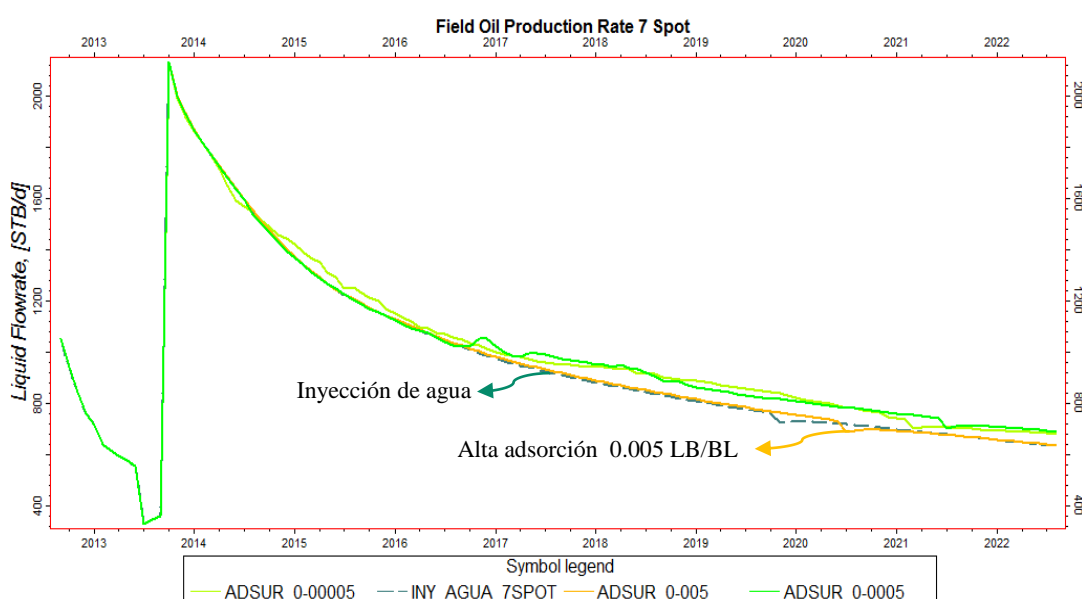


Figura 6-122: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Para un alto valor de adsorción de surfactante sobre la roca (0.005 LB/BL), la producción acumulada de petróleo incluso es ligeramente menor a la obtenida con la inyección de agua (figura 6-123), esto debido a que casi la totalidad del surfactante se ha adsorbido sobre la roca, imposibilitando que el surfactante ayude a movilizar el petróleo atrapado en la roca por capilaridad.

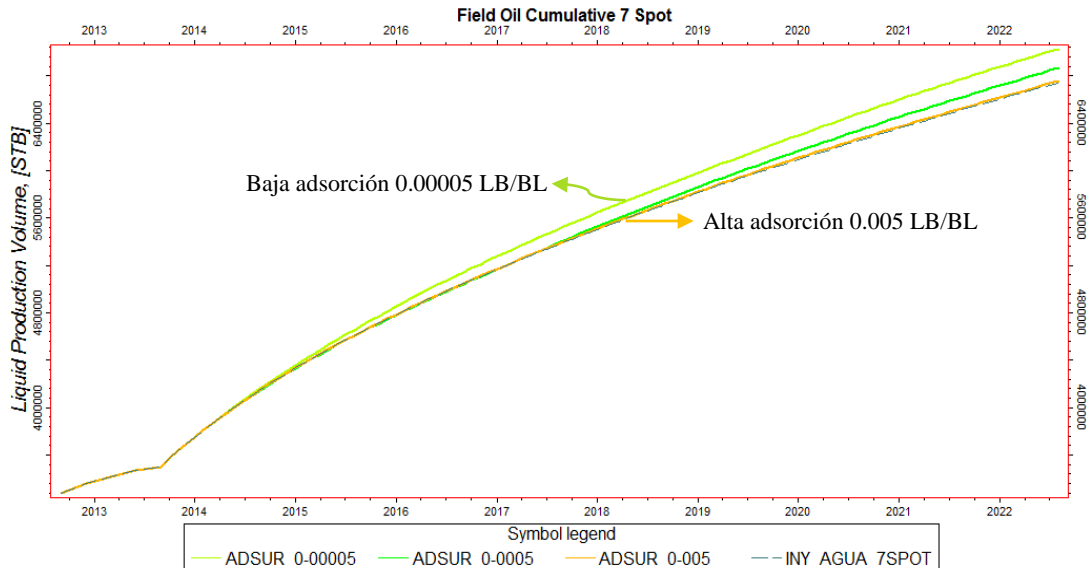
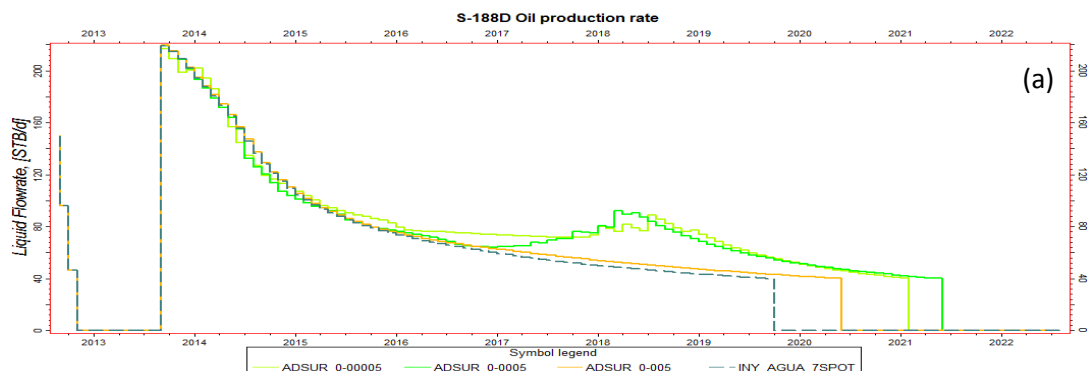


Figura 6-123: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Para una baja y moderada adsorción de surfactante, en el pozo S-188D, la producción acumulada de petróleo en ambos casos es casi la misma, para el pozo S-153 el acumulado de petróleo para el caso de moderada adsorción es incluso más alto que para el caso de baja adsorción. Pero en general la producción acumulada de todos los pozos productores del arreglo 7spot para una baja adsorción es mayor a la obtenida a la del caso con una moderada adsorción. Esto se puede contrastar con la producción del pozo S-186, en el cual la producción acumulada obtenida con un valor de baja adsorción es mucho más grande que para el caso de una moderada adsorción (figura 6-124, 6-125 y 6-126).



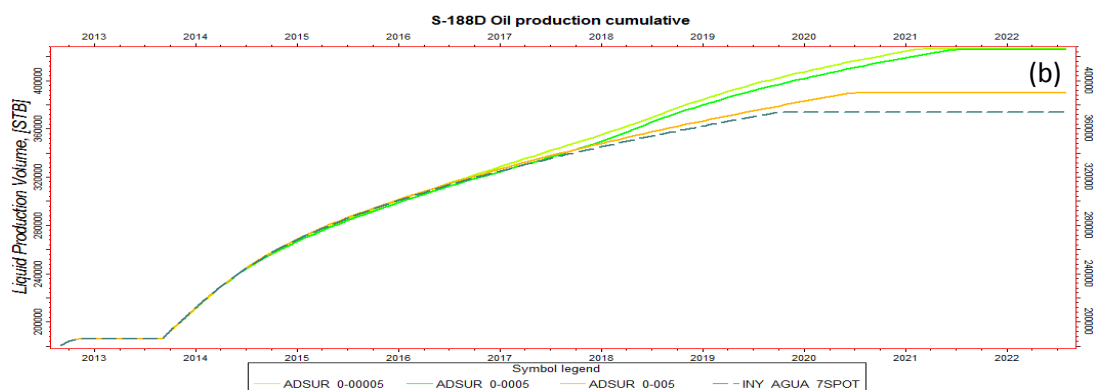


Figura 6-124: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D - Sensibilidad Adsorción- Escenario N°2.

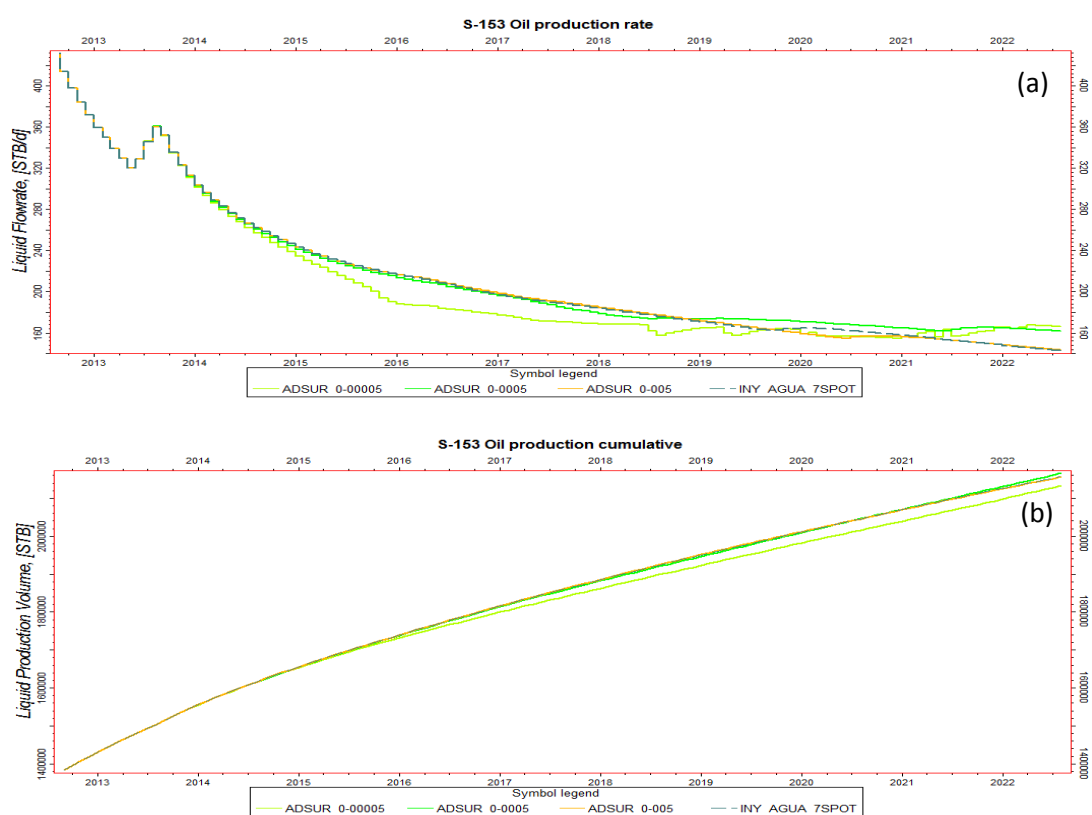


Figura 6-125: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153 - Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

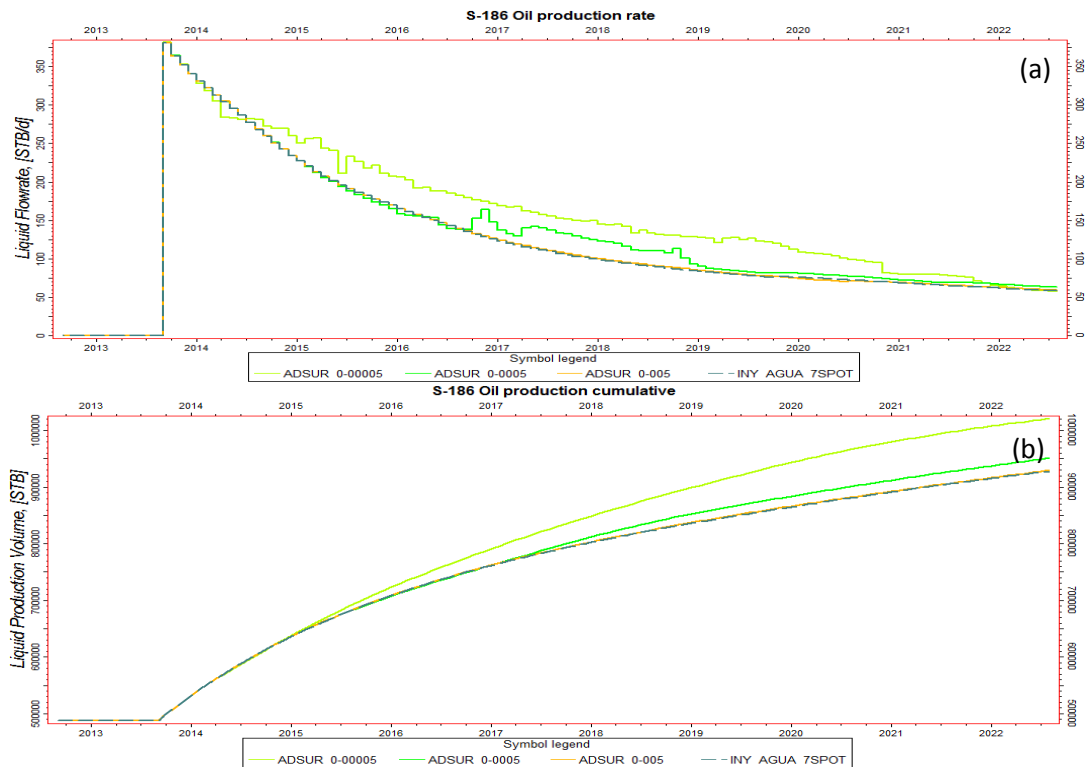


Figura 6-126: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-186 -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Adsorción surfactante		Producción Acumulada de Petróleo	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
Caso	LB/BL	BLS	BLS	BLS
baja	0.00005	7026563	0	681.1
moderada	0.0005	6866111	-160452	690.8
alta	0.005	6753618	-112493	637.8
Iny. Agua	-	6740139	-13479	634.4

Tabla 6-23: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°1.

La tasa de producción de agua en presencia de una alta adsorción presenta un comportamiento bastante similar a la producción de agua obtenida en el caso de inyección de agua. Para el caso modelado con una baja adsorción la producción de agua es mayor a la obtenida en el caso de moderada adsorción (figura 6-127 y 6-128).

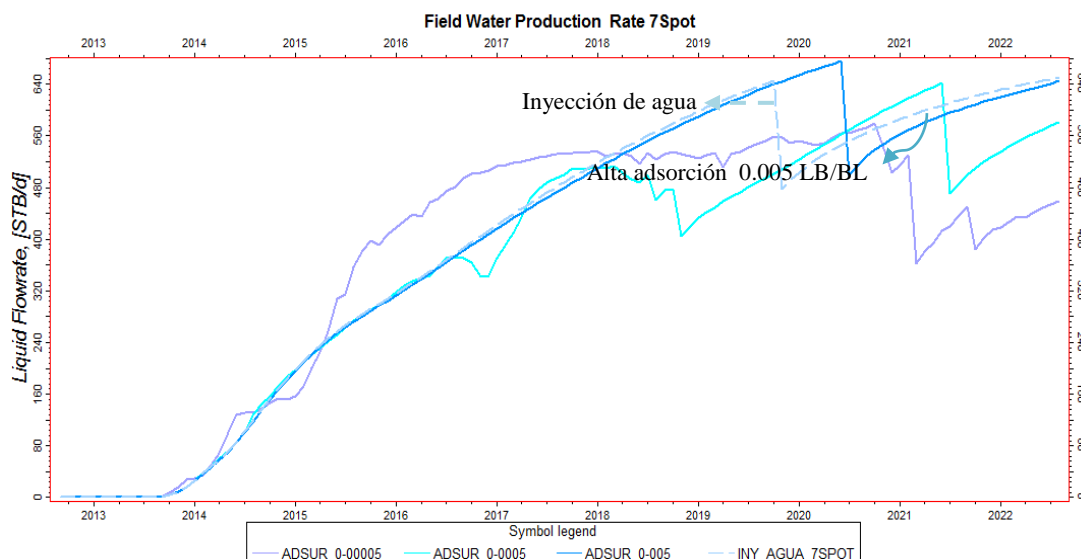


Figura 6-127: Tasa de Producción de Agua -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

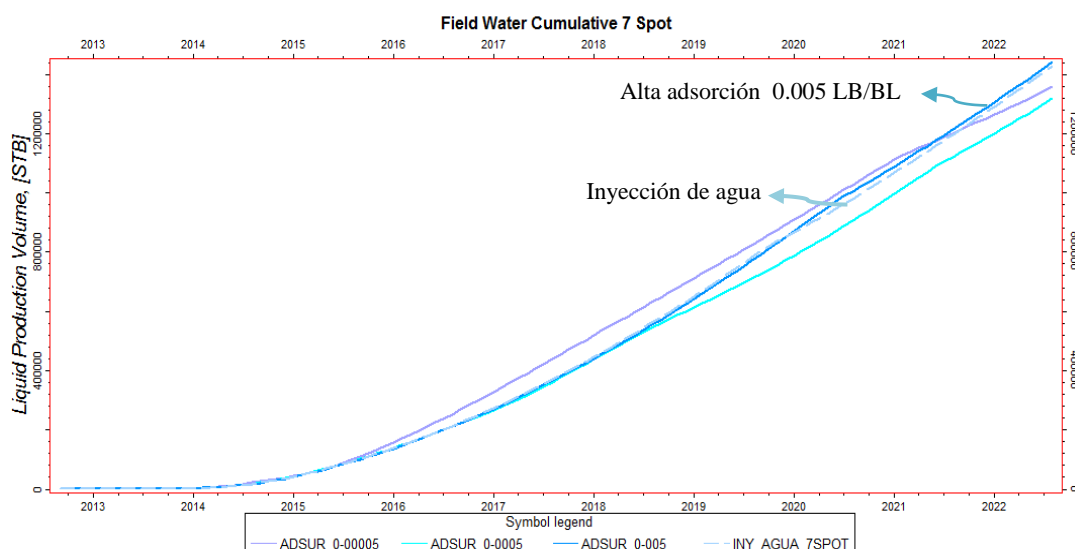


Figura 6-128: Producción Acumulada de Agua -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Adsorción surfactante		Prod. Acum. de Agua	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
Caso	LB/BL	BLS	BLS	%
baja	0.00005	1357011	459.8	40.3
moderada	0.0005	1319031	581.7	45.7
alta	0.005	1440120	645.7	50.3
Iny. Agua	-	1427124	650.5	50.6

Tabla 6-24: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción – Escenario N°2.

Como se puede ver en la figura 6-129, la producción de agua del pozo S-188D para el caso de baja adsorción y moderada adsorción presentan un comportamiento similar, pero el caso de alta adsorción la producción de agua tiende a parecerse al comportamiento del caso de inyección de agua.

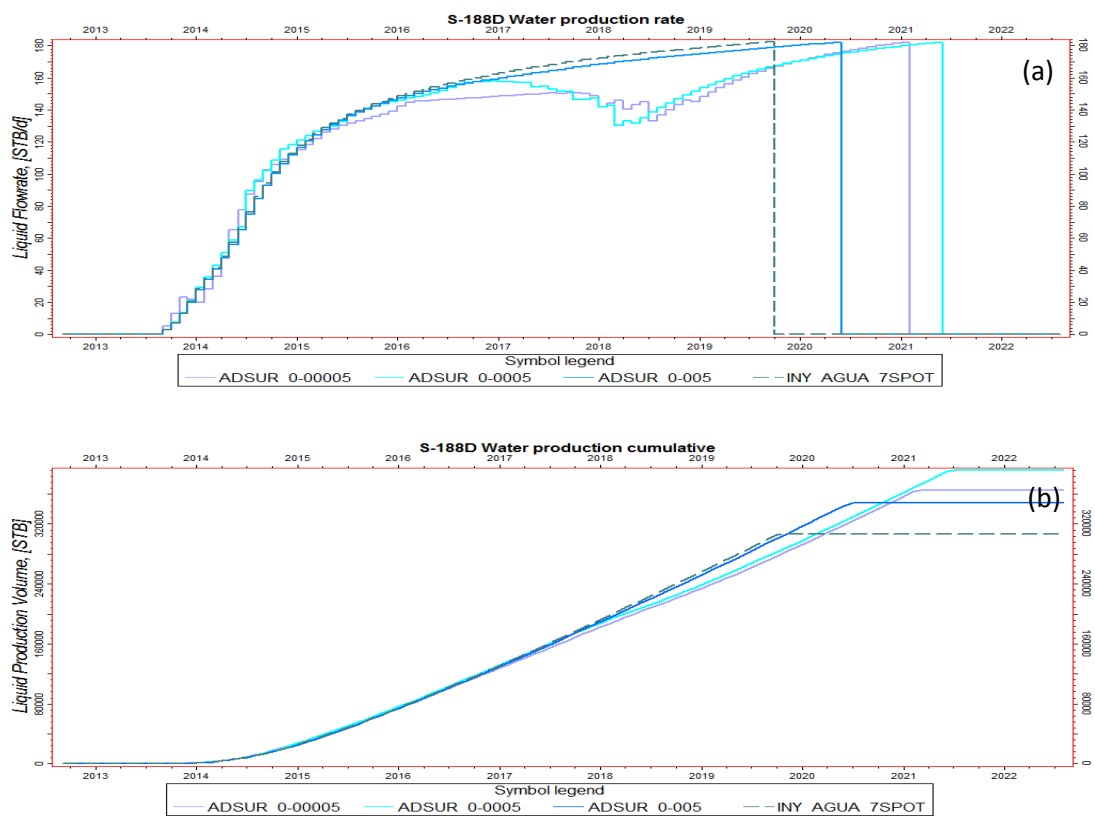
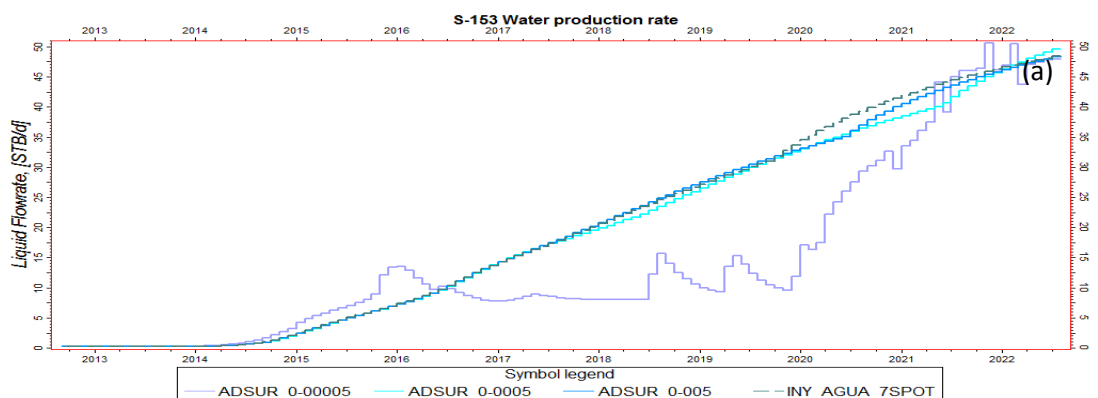


Figura 6-129: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Para el pozo S-153, el comportamiento es diferente al del pozo S-188D, ya que para un valor de moderada y alta adsorción, la producción de agua de los dos casos se asemeja al comportamiento de la inyección de agua. Para el caso de una baja adsorción del surfactante, la producción de agua está muy por debajo del valor obtenido con inyección de agua y del caso de alta y moderada adsorción.



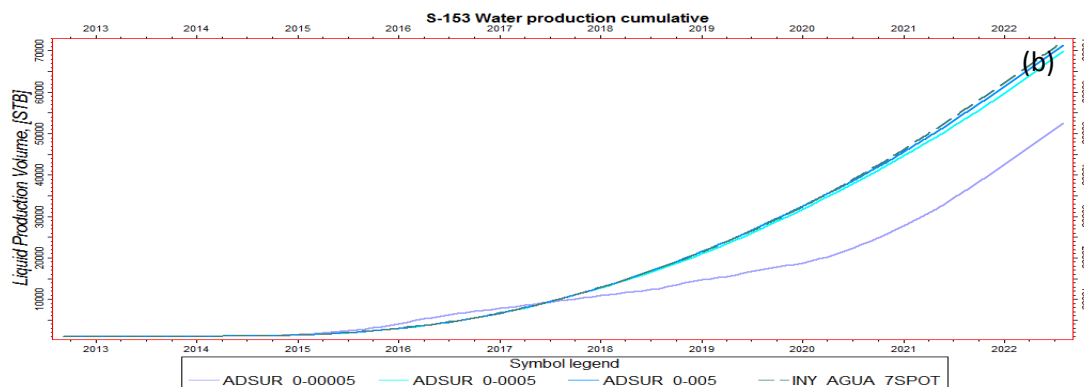


Figura 6-130: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°2.

Como se puede ver en la figura 6-131, en las celdas del pozo inyector S-52B_INJ, para el caso modelado con una alta adsorción de surfactante, la tensión superficial prácticamente no se reduce, salvo una mínima reducción que se presenta en la capa N°10. Para una moderada adsorción, en las capas superiores (capa N°10) se observa que la tensión cae más rápidamente que en las capas inferiores, pero esta vuelve a subir cuando se inyecta el bache de empuje de agua, mientras que en las capas inferiores (capa N°20), la tensión superficial se mantiene baja por mucho más tiempo. El mismo comportamiento se da para el caso modelado con baja adsorción, aunque esta se mantiene baja por mucho más tiempo.

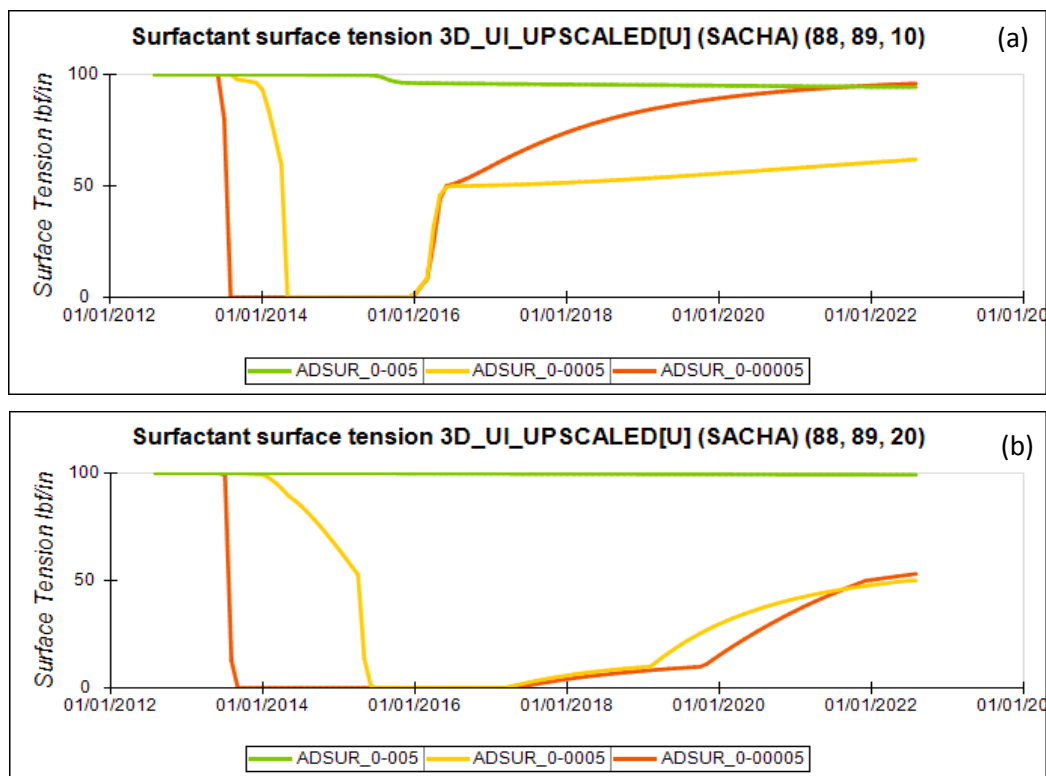


Figura 6-131: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-52B_INJ- Capa N°10 a) y N°20 b)- Escenario N°2.

En la figura 6-132, se presenta los valores de tensión superficial para el pozo S-188D, es donde se puede apreciar que en las celdas superiores la tensión superficial se mantiene alta por mucho más tiempo que en las capas inferiores, esto para el caso de baja adsorción, para los casos de moderada hasta alta adsorción, la tensión superficial no se reduce por todo el tiempo en que se lleva a cabo la simulación.

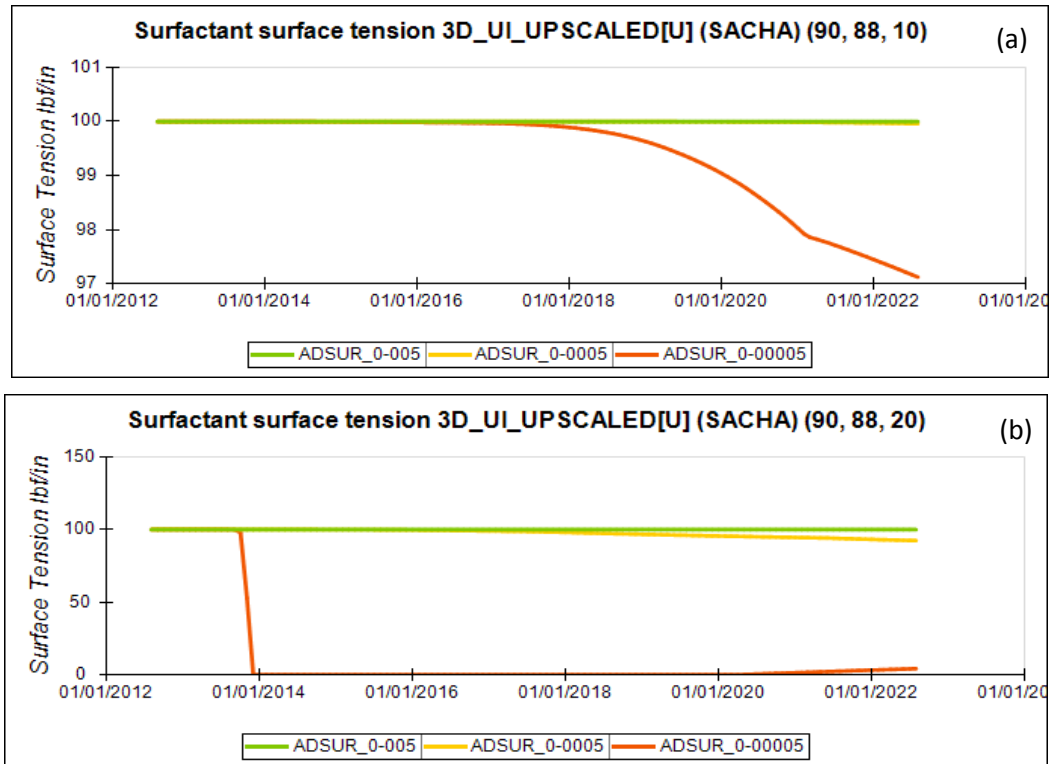
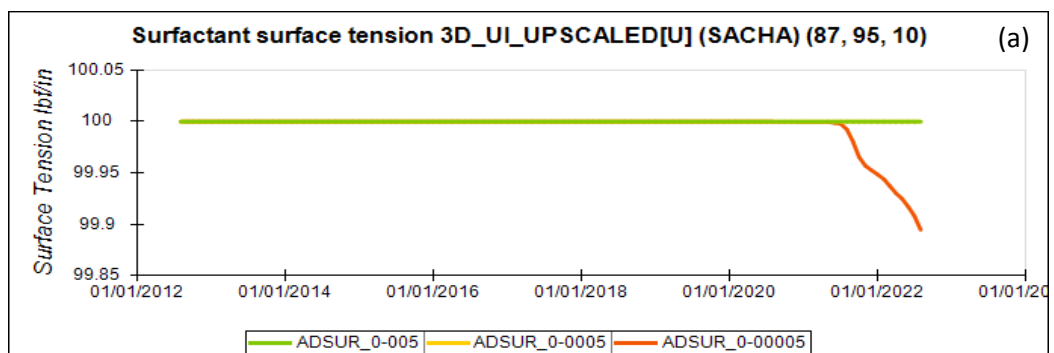


Figura 6-132: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-188D- Capa N°10 a) y N°20 b)- Escenario N°2.

Para las celdas del pozo S-133 la tensión superficial en las capas superiores permanece alta casi hasta el final de la simulación, mientras que para las capas inferiores esta comienza a bajar 2 años después que para el pozo S-188D, esto para una baja adsorción. Para una alta y moderada adsorción la tensión superficial prácticamente no se reduce.



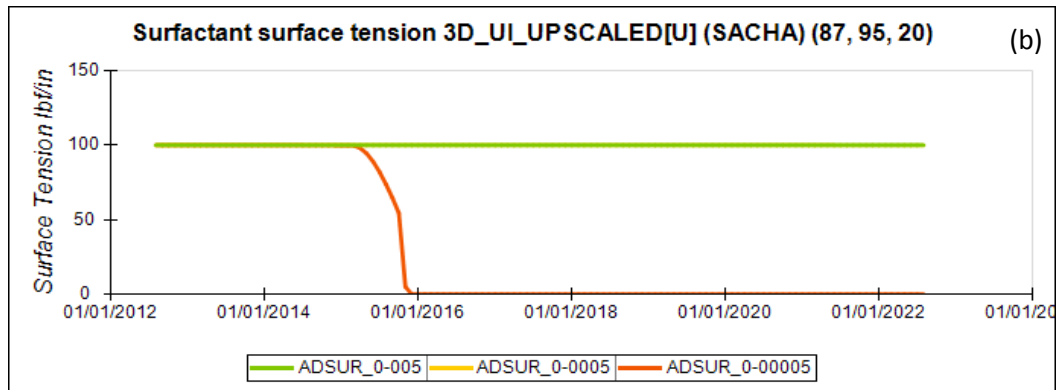


Figura 6-133: Tensión Superficial- Celdas Pozo S-153- Capa N°10 a) y N°20 b)- Escenario N°2.

Como se puede apreciar en las figuras 6-134, 6-135 y 6-136, la solución de surfactantes inyectada para todos los casos invade la arena de una manera no uniforme, ya que se presenta un alta segregación del fluido en las capas inferiores, además de esto como puede apreciar, la zona de color azul intenso, es la zona en la que los surfactantes han actuado, reduciendo la saturación de petróleo. Mientras mayor es el grado de adsorción del surfactante a la roca, la zona afectada por los surfactantes es mucho más pequeña, incluso en presencia de una alta adsorción, la solución de surfactantes no alcanza a llegar a ningún pozo productor (figura 6-136), porque la mayoría del surfactante inyectado se ha adsorbido.

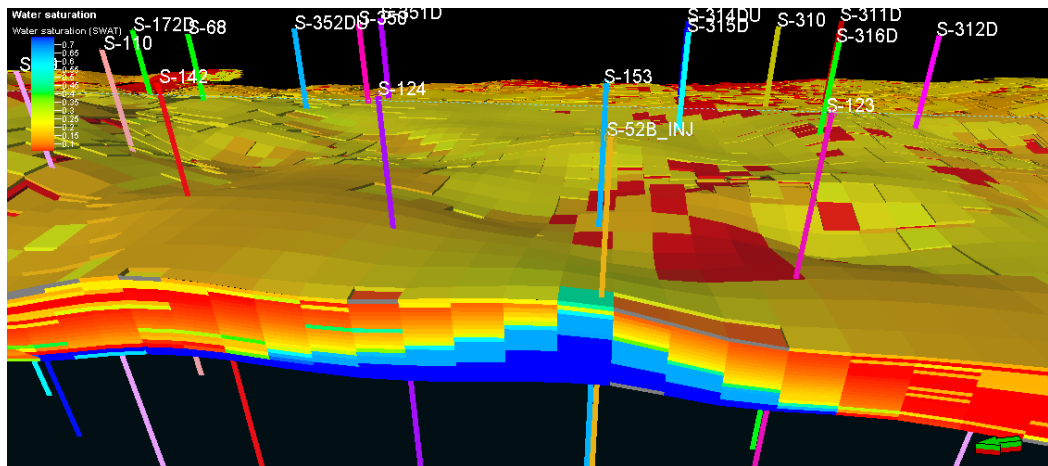


Figura 6-134: Perfil de Saturación de agua Escenario N°2- Baja Adsorción 0.00005 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2002.

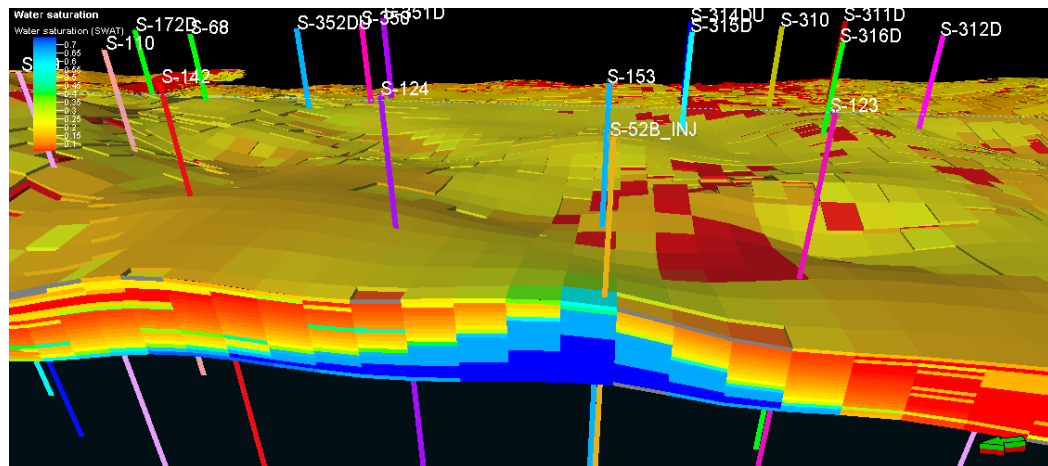


Figura 6-135: Perfil de Saturación de agua Escenario N°2- Moderada Adsorción 0.0005 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2002.

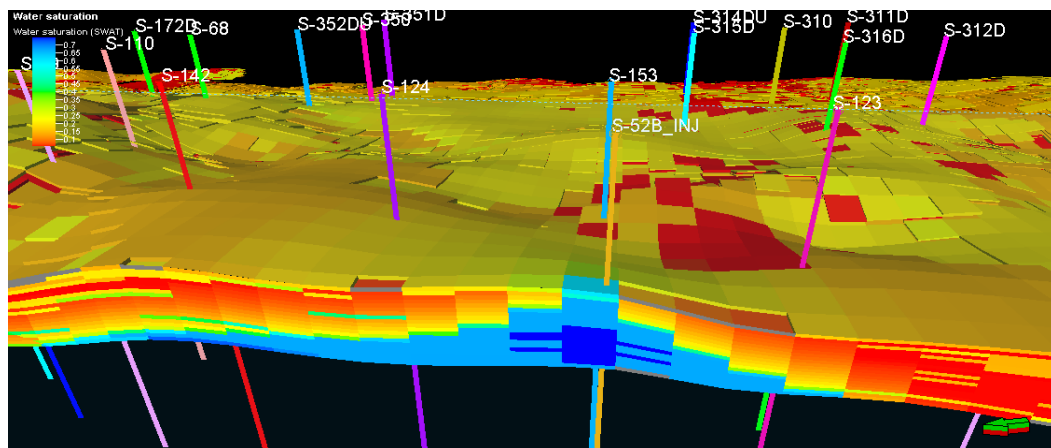


Figura 6-136: Perfil de Saturación de agua Escenario N°2- Alta Adsorción 0.005 LB/LB (corte en sección)- 01/08/2002.

En las figuras 6-137, 6-138 y 6-139, la zona que presenta una alta concentración de surfactante es la zona en la que la saturación de petróleo se ha reducido considerablemente, como se pudo apreciar en las figuras de saturación de agua anteriores.

Como se puede apreciar en la figura 6-139, la alta adsorción de surfactante ha reducido en gran medida en área afectada por el surfactante, además se puede ver que existe una fuerte canalización de la solución de surfactantes.

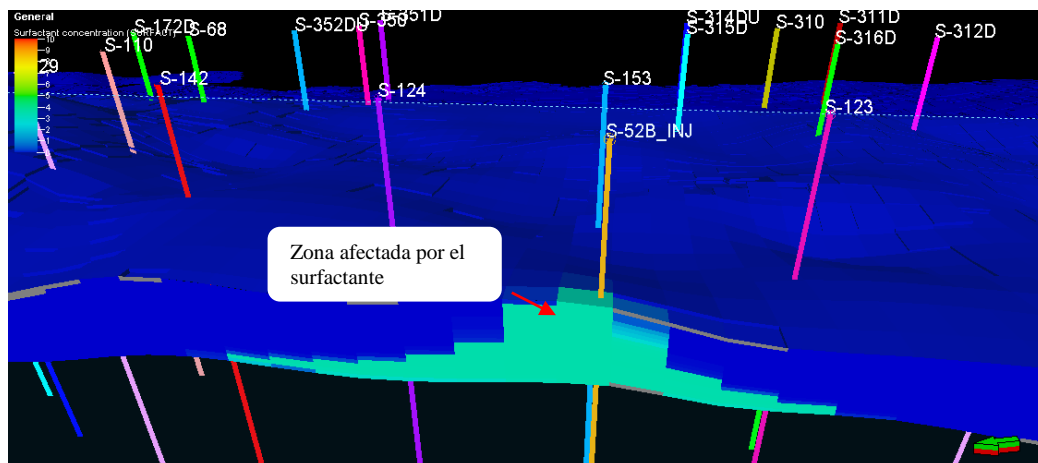


Figura 6-137: Concentración de Surfactante- Escenario N°2- Baja Adsorción 0.00005
LB/BL (corte pozo S-188D- S-181)- 01/09/2016.

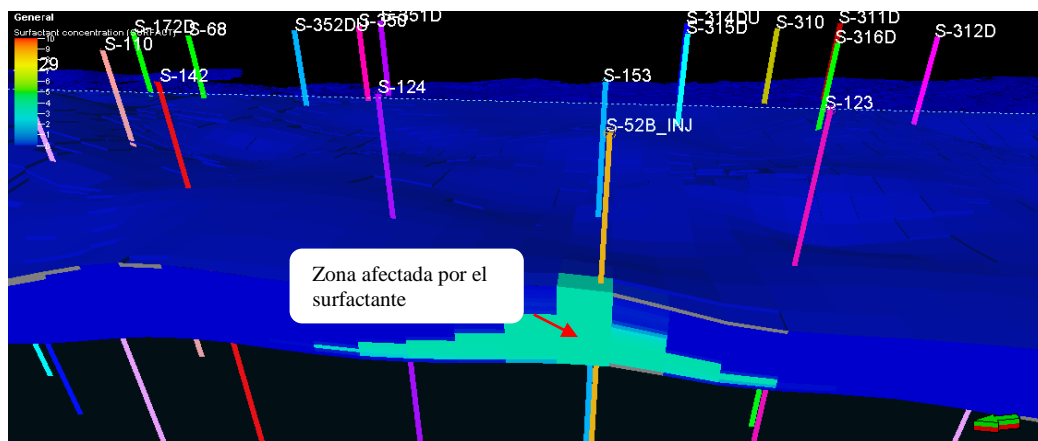


Figura 6-138: Concentración de Surfactante Escenario N°2- Moderada Adsorción 0.0005
LB/BL (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

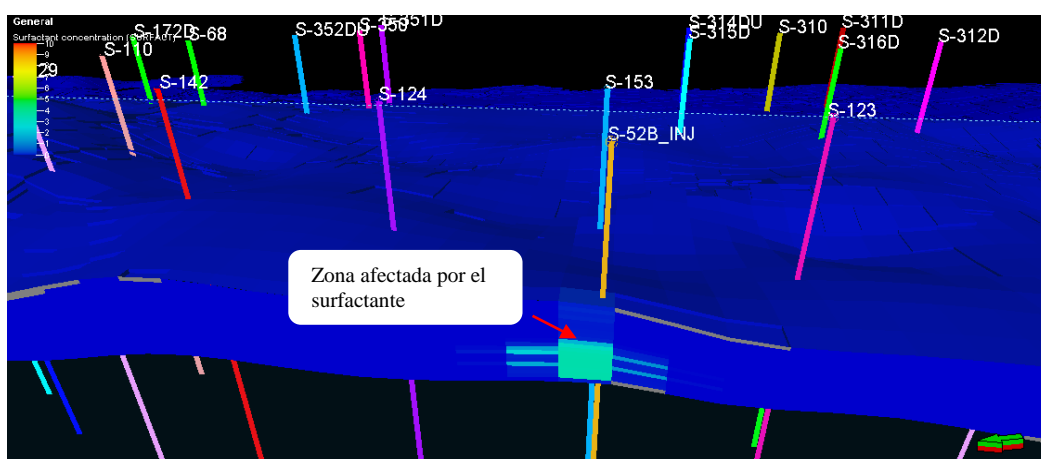


Figura 6-139: Concentración de Surfactante Escenario N°2- Alta Adsorción 0.005
LB/BL (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

6.1.3. ESCENARIO N°3

6.1.3.1. Escenario N°3 a)

a. Tamaño de Bache

Como se observa en la figura 6-140, la tasa de producción de petróleo crece a medida que se inyecta un bache de solución SP más grande, aunque como se puede ver la diferencia más grande en la tasa de producción de petróleo está entre el caso de 0años-11meses y el 2años- 3 meses.

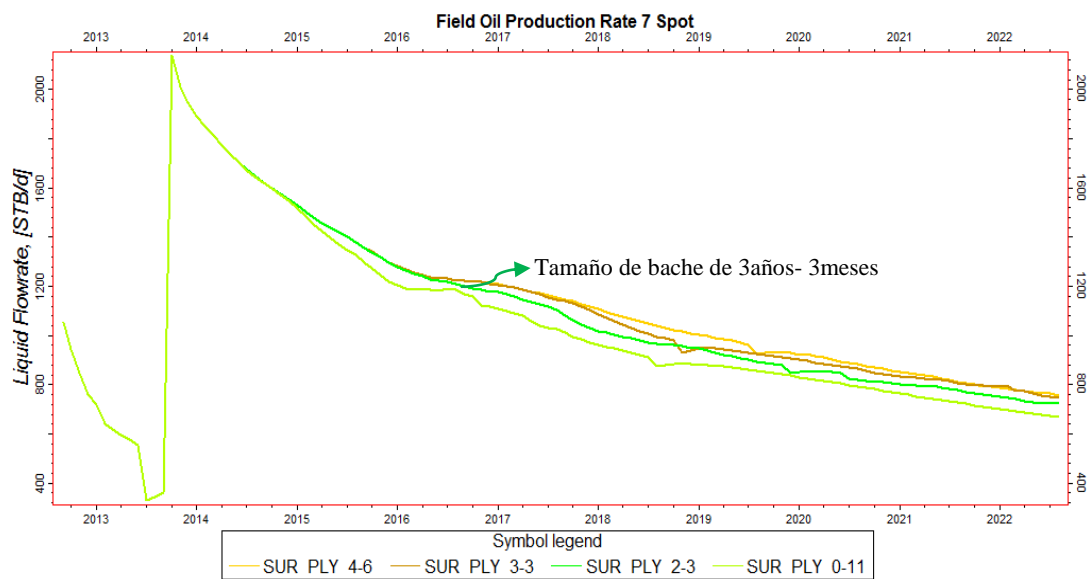


Figura 6-140: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de bache - Escenario N°3 a).

Como se muestra en la tabla 6-25 y figura 6-141, la diferencia más representativa en recuperación acumulada de petróleo se obtiene con el bache de 2años- 3meses, 141499 BLS, pero en vista de que la diferencia de producción acumulada de petróleo entre el bache de 2años- 3meses y el bache de 3años- 3meses es todavía considerable, 78863 BLS, se puede decir que el tamaño de bache de 3años- 3meses sería el tamaño de bache óptimo. Para el bache de 4años- 6meses, todavía se recupera una buena cantidad de petróleo adicional, 39427 BLS, pero debido a la cantidad adicional de surfactante y polímero que se necesita, este tamaño de bache volvería al proceso antieconómico.

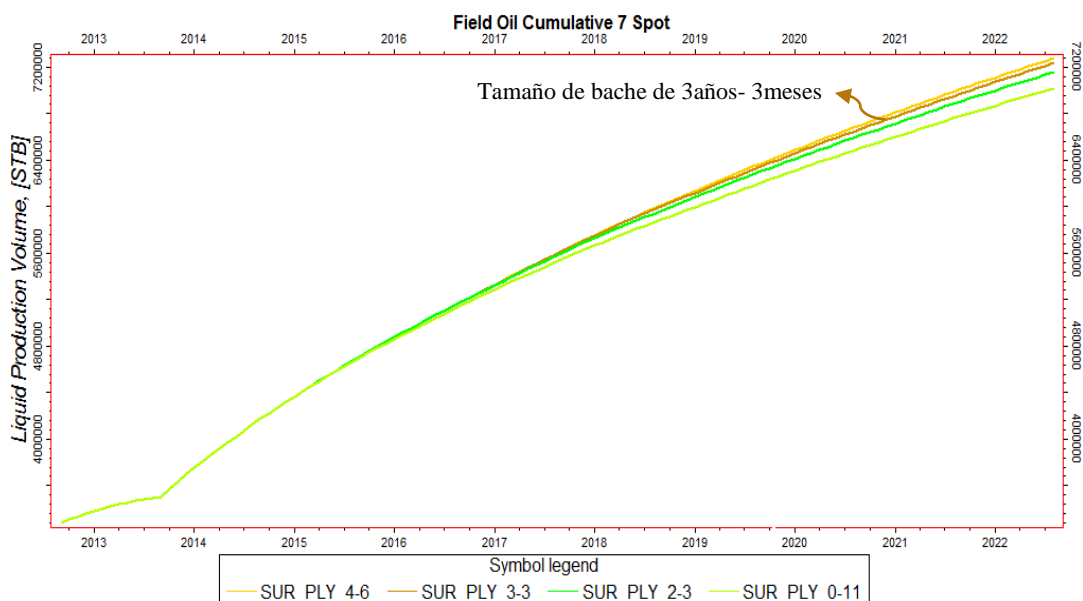


Figura 6-141: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Tiempo de Inyección de Solución SP	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. De Petróleo
años-meses	BLS	BLS	BLS	BLS
-	3276296	0	-	-
0-11	7014394	3738098	0	671.1
2-3	7155893	3879597	141499	722.7
<u>3-3</u>	<u>7234756</u>	<u>3958460</u>	<u>78863</u>	<u>746.2</u>
4-6	7274183	3997887	39427	758.0

Tabla 6-25: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Como se puede ver en las figuras 6-142 y 6-143, el perfil de producción del pozo S-188D y S-153, no contrasta enteramente con el comportamiento de la producción total de todos los pozos del arreglo 7 spot de la figura 6-140 y 6-141, ya que para el pozo S-188D, para el bache de 2años- 3meses, la producción acumulada de petróleo es mayor que la del bache de 3años- 3 meses, y para el pozo S-153 la mayor producción acumulada de petróleo se obtiene con el bache de 0años- 11meses. Por lo tanto, también se presentan la producción de los pozos S-181D y S-186, en los cuales se puede ver que para el bache de 3años- 3meses todavía se recupera una buena cantidad de petróleo en comparación con el bache de 2años- 3meses, y estos pozos presentan la misma tendencia en la producción acumulada total de los pozos del arreglo, ósea que mientras más grande es el tamaño de bache, mayor es la producción acumulada de petróleo (figuras 6-144 y 6-145).

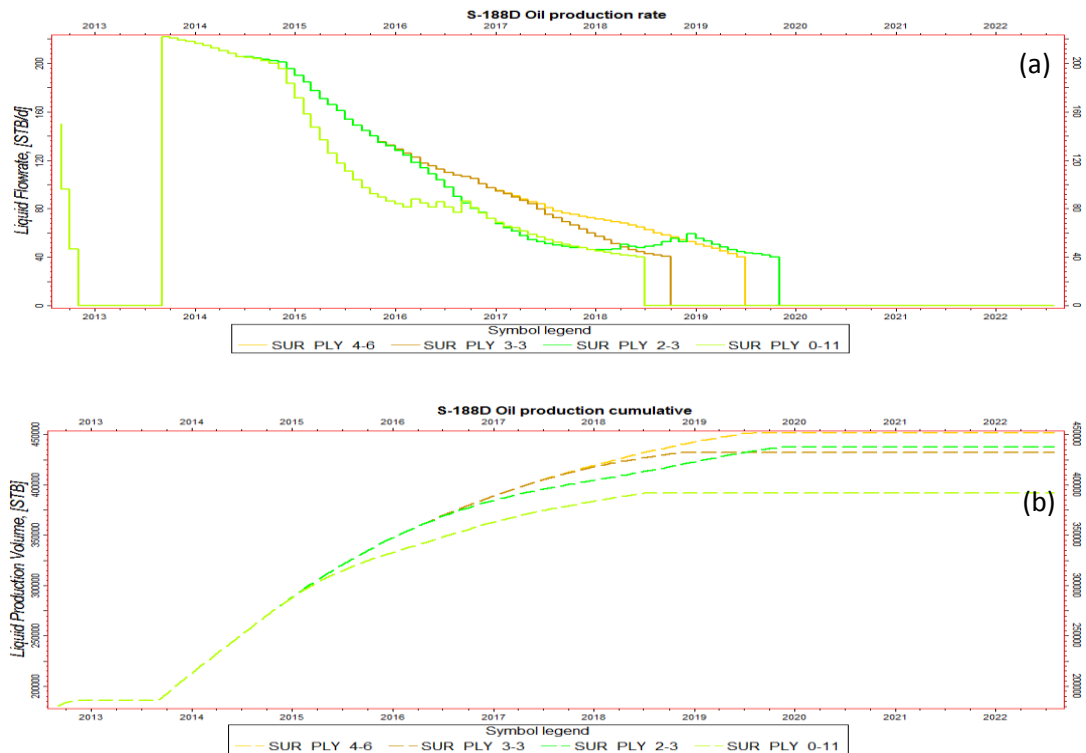


Figura 6-142: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

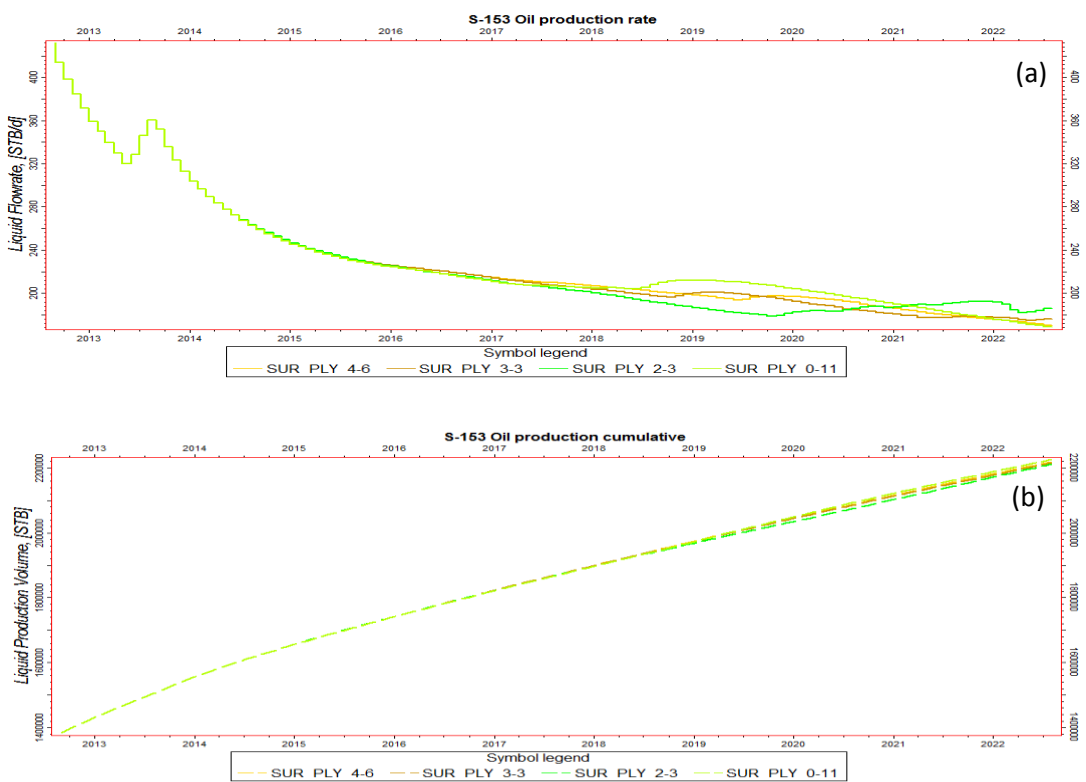


Figura 6-143: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

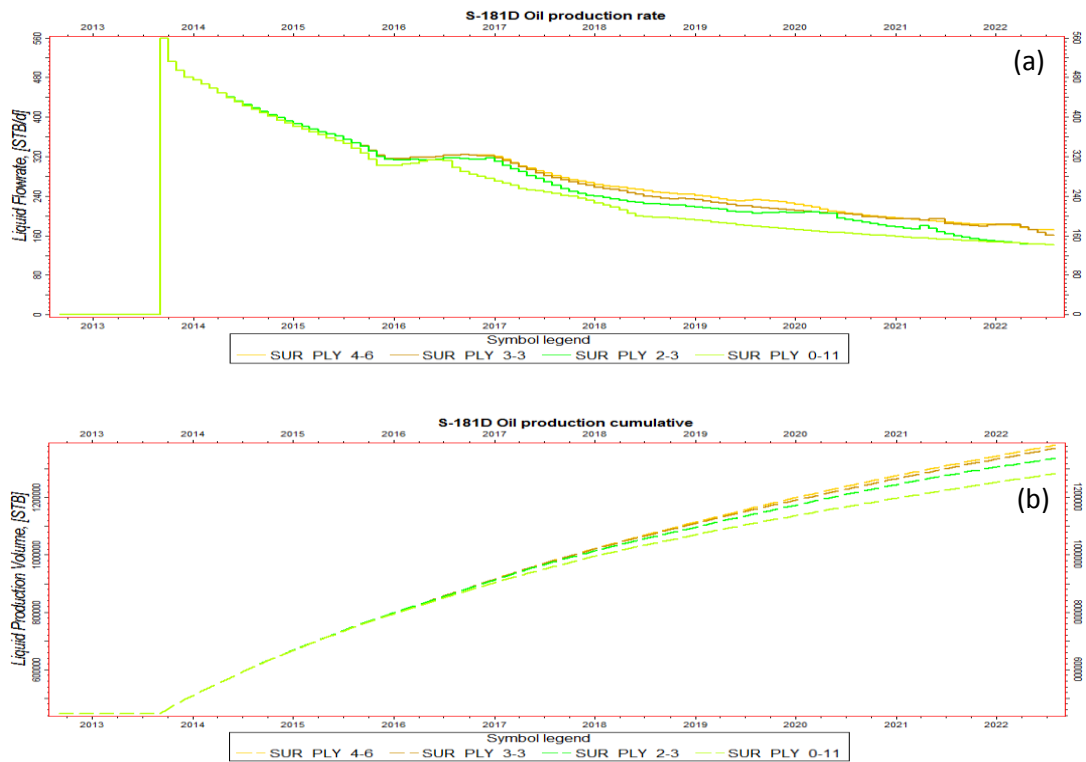


Figura 6-144: Tasa (a) y Acumulado (b) de Petróleo Pozo S-181D-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

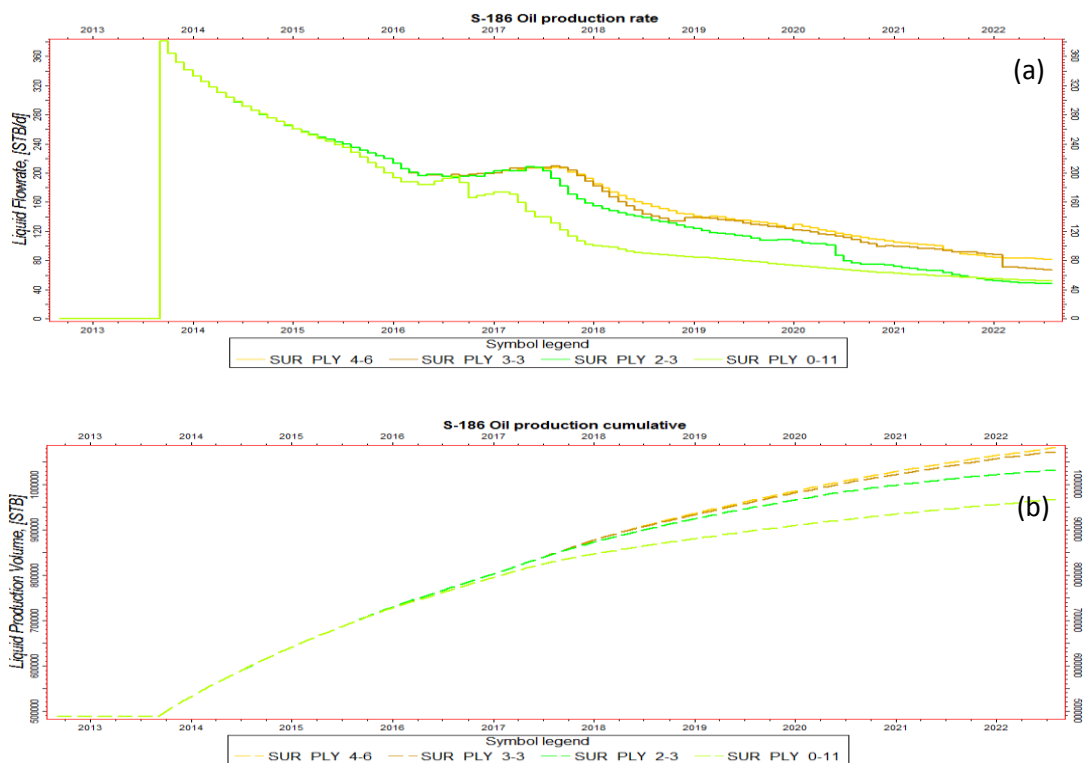


Figura 6-145: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de petróleo Pozo S-186-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

La producción de agua para el tamaño de bache de solución SP de 0años-11meses, presenta un comportamiento bastante diferente a los otros tamaños de bache. Como se puede ver en la figura 6-146, al comienzo de la predicción esta sube bastante por encima de los otros tamaños de bache, aunque si bien cuando se cierra en pozo S-188D la tasa de producción de agua cae drásticamente, nuevamente vuelve a subir rápidamente hasta superar a los otros tamaños de bache. De la misma manera en la figura 6-147 se puede ver que al inicio de la predicción, los bache más pequeños de solución SP presentan un acumulado de agua más grande que los bache más grandes, aunque si bien esto luego se invierte, para el tamaño de bache de 0años- 11meses el acumulado de agua se mantiene siempre por encima de los otros tamaño de bache.

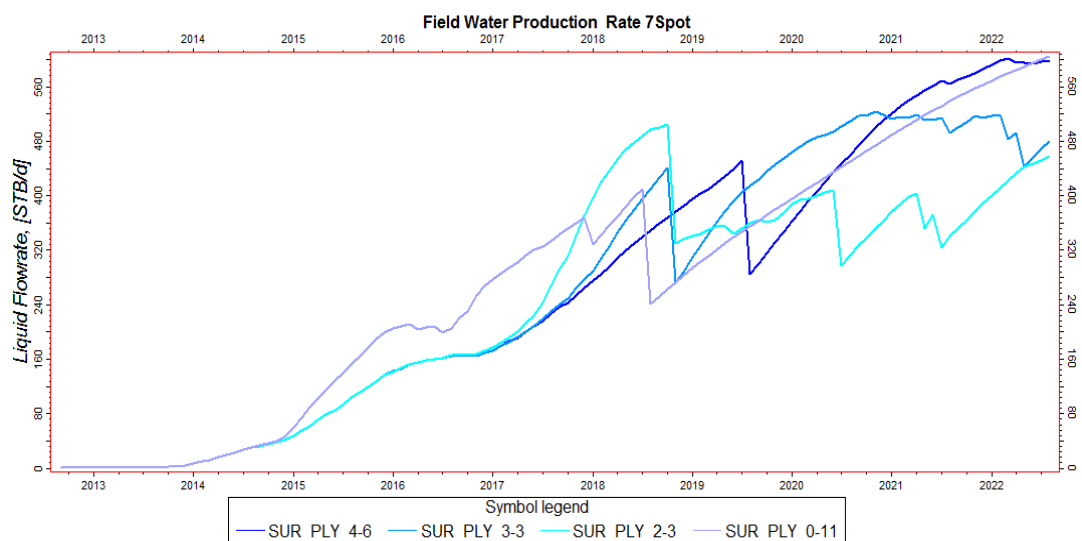


Figura 6-146: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°3 a).

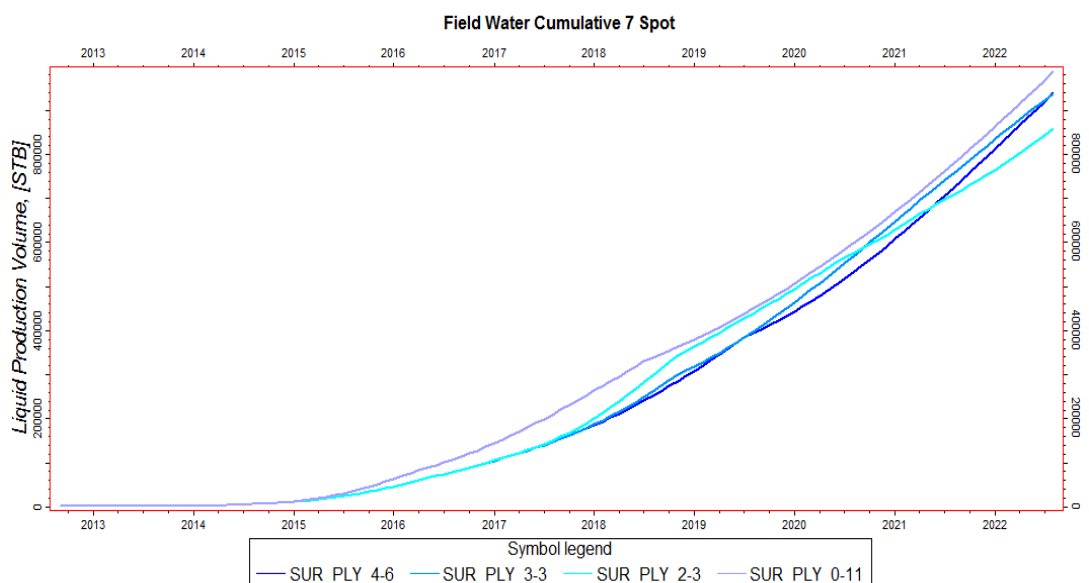


Figura 6-147: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°3 a).

Como se muestra en la tabla 6-26 y figura 6-147, para el tamaño de bache de solución SP de 2años- 3meses, la producción de agua disminuye en gran medida con relación al bache de 0años- 11meses, alrededor de 130372 BLS, pero para los tamaños de bache más grandes que 2años- 3meses, la producción de agua aumenta conforme se incrementa un tamaño de bache.

Tamaño de Bache surfactante	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
años-meses	BLS	BLS	BLS	%
0-11	988174	0	604.3	47.4
2-3	857802	-130372	457.5	38.8
<u>3-3</u>	<u>937638</u>	<u>79837</u>	<u>480.7</u>	<u>39.2</u>
4-6	939249	1611	597.7	44.1

Tabla 6-26: Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

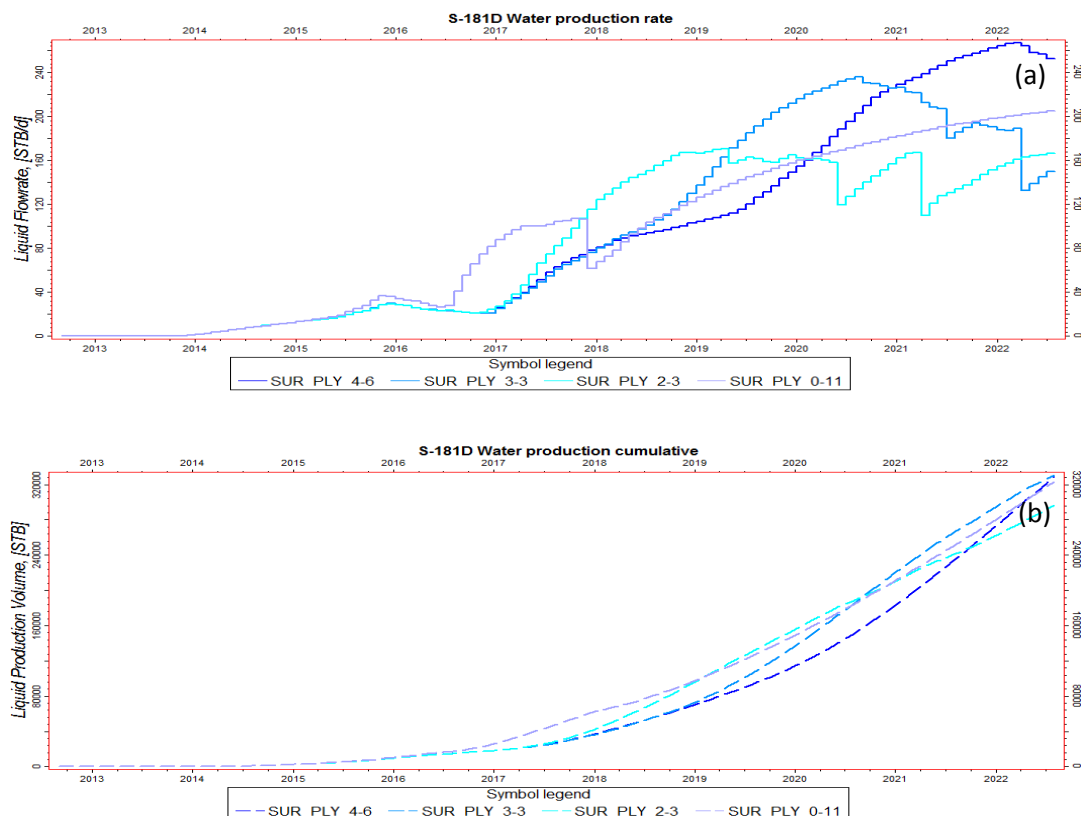


Figura 6-148: Producción Acumulada de Agua Pozo S-181D -Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°3 a).

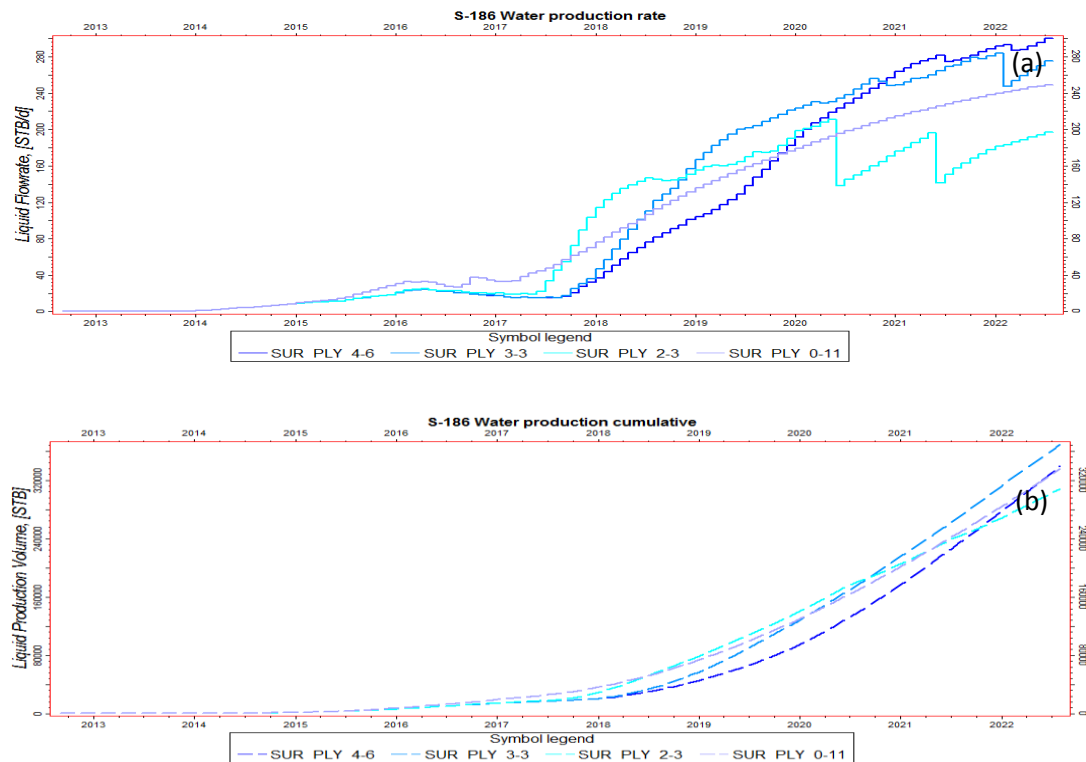


Figura 6-149: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-186 -Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°3 a).

Como se puede ver en la figura 6-150, la cantidad de surfactante inyectado en comparación a la de polímero es bastante grande, está en una relación de 12.5 a 1, por eso la cantidad de surfactante utilizada para mejorar la eficiencia de recuperación de un proceso de inyección de surfactantes y polímeros es el factor más determinante en la rentabilidad de dichos proyectos.

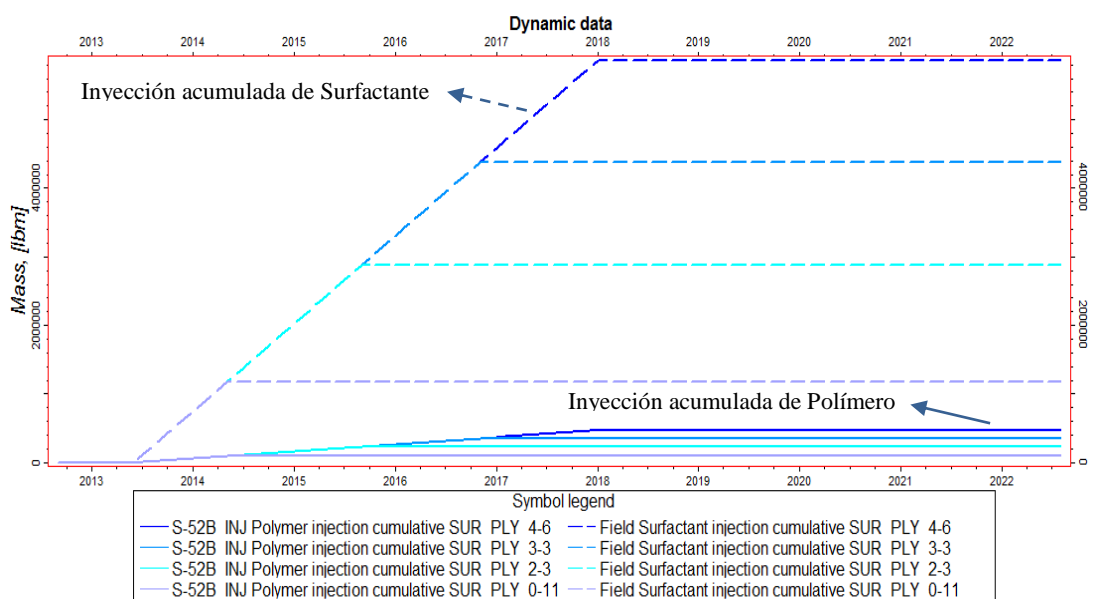


Figura 6-150: Inyección Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

El porcentaje de surfactante adsorbido disminuye conforme aumenta el tamaño de bache de la solución SP, al contrario ocurre con el porcentaje de polímero adsorbido, el cual va aumentando conforme aumenta el tamaño de bache de solución SP (tabla 6-27), aunque mientras más grande es el bache de la solución SP, menor es la diferencia de surfactante adsorbido entre cada caso, para el polímero esta diferencia entre cada caso se mantiene más uniforme (figura 6-151).

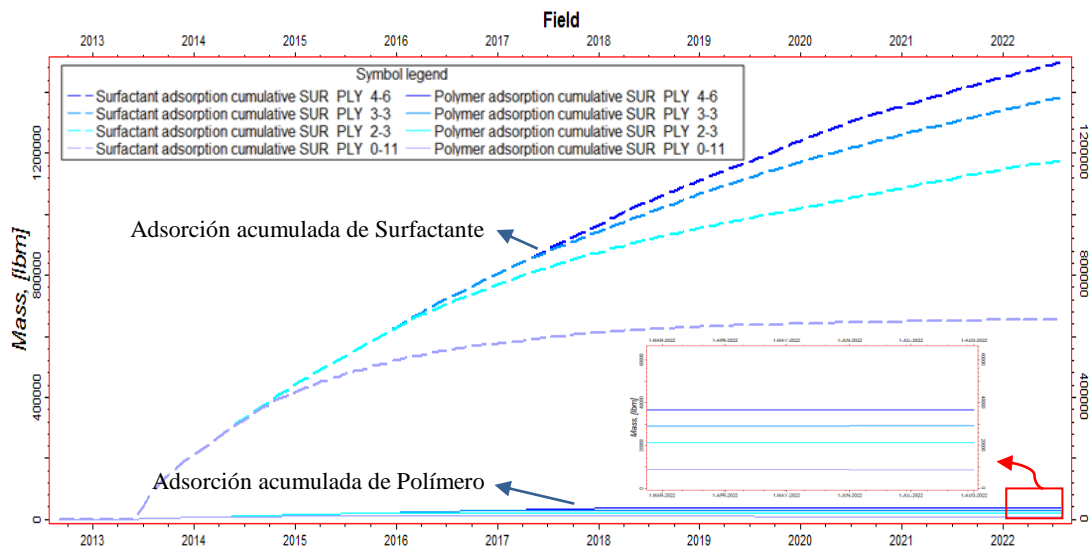


Figura 6-151: Adsorción Acumulada de Surfactante y polímero- Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

La cantidad de surfactante y polímero producido acumulado aumenta conforme aumenta el tamaño de bache de la solución SP, aunque esta diferencia se va haciendo más pequeña conforme crece el tamaño de bache.

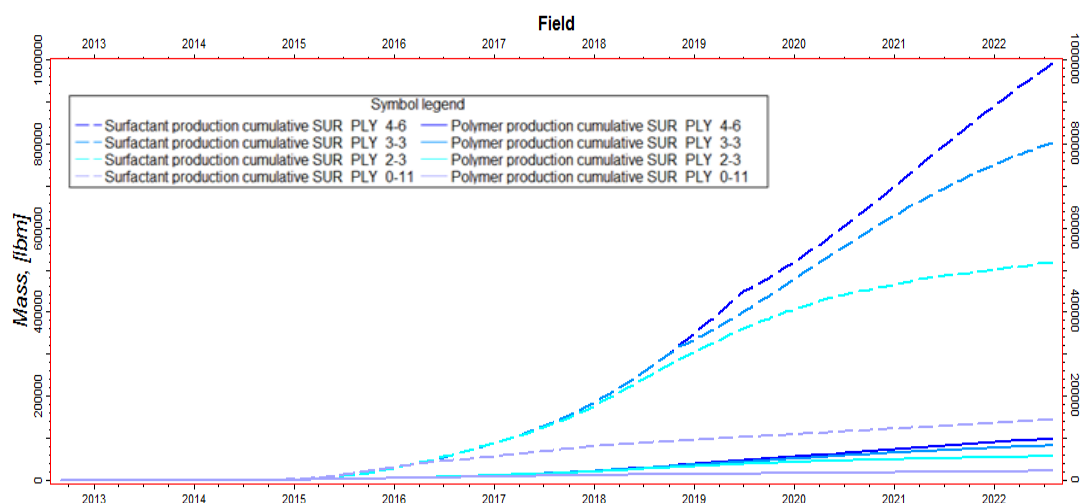


Figura 6-152: Producción Acumulada de Surfactante y polímero - Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Mientras mayor es el tamaño de bache de solución SP inyectada, mayor es la cantidad de surfactante y polímero que permanece en solución, esto a excepción del porcentaje de polímero adsorbido entre en bache de 0años- 11meses y el bache de 2años- 3meses, en donde para el bache de 2años- 3meses, se tiene un 2% de polímero en solución menos que en el bache de 0años- 11meses.

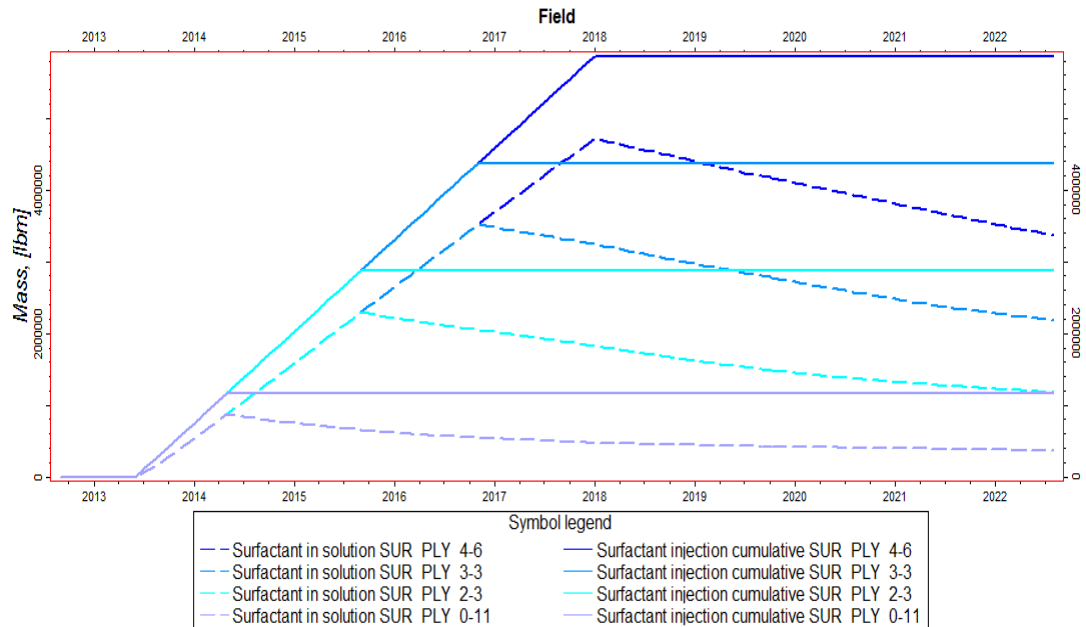


Figura 6-153: Surfactante en solución - Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

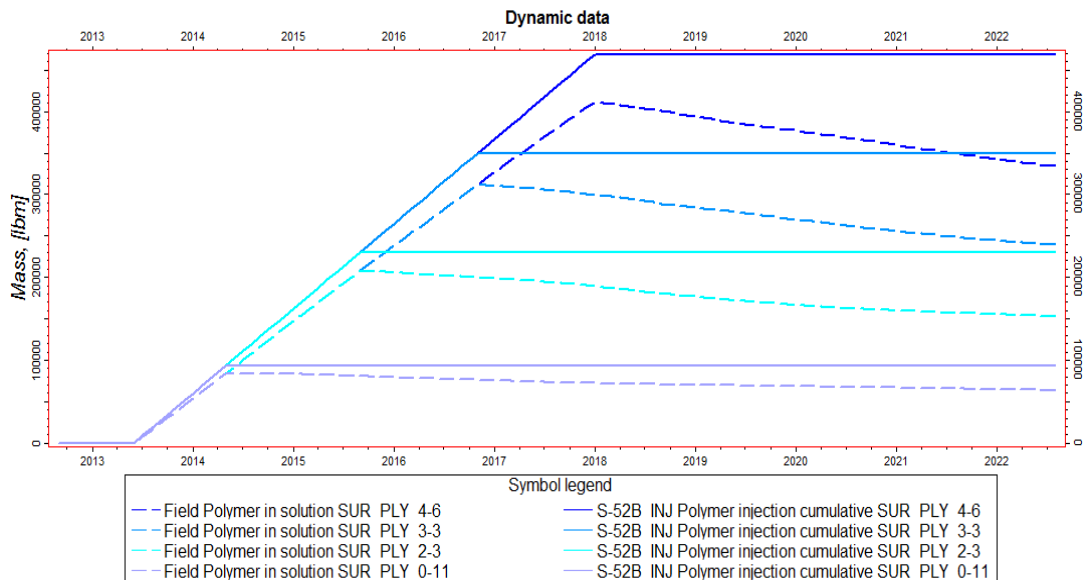


Figura 6-154: Polímero en solución - Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Tamaño de Bache de la solución SP	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
años-meses	LB	LB	LB	LB
0-11	1169000	655801	143576	369623
2-3	2877000	1175809	519534	1181656
<u>3-3</u>	<u>4371500</u>	<u>1383551</u>	<u>802565</u>	<u>2185381</u>
4-6	5862500	1499455	992584	3370457

Tabla 6-27 a): Mediciones del surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Tamaño de Bache de la solución SP	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
años-meses	LB	%	%	%
0-11	1169000	56.1	12.3	31.6
2-3	2877000	40.9	18.1	41.1
<u>3-3</u>	<u>4371500</u>	<u>31.6</u>	<u>18.4</u>	<u>50.0</u>
4-6	5862500	25.6	16.9	57.5

Tabla 6-27 b): Mediciones del surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Tamaño de Bache de la solución SP	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
años-meses	LB	LB	LB	LB
0-11	93520	8687	21135	63735
2-3	230160	21243	56412	152584
<u>3-3</u>	<u>349720</u>	<u>29129</u>	<u>81684</u>	<u>239014</u>
4-6	469000	36467	98904	333764

Tabla 6-28 a): Mediciones del polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Tamaño de Bache de la solución SP	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
años-meses	LB	%	%	%
0-11	93520	9.3	22.6	68.2
2-3	230160	22.7	24.5	66.3
<u>3-3</u>	<u>349720</u>	<u>31.1</u>	<u>23.4</u>	<u>68.3</u>
4-6	469000	39.0	21.1	71.2

Tabla 6-28 b): Mediciones del polímero- Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 a).

Como se puede ver en la figura 6-155, el área invadida por la solución SP, es la misma que ha sido afectada por los surfactantes, en donde se ha reducido considerablemente la saturación de petróleo y ha aumentado considerablemente la saturación de agua. Al contrario que en el caso de la inyección de surfactantes, en la

inyección de la solución SP, el área afectada por la solución de surfactantes es mucho más grande y homogénea que en el caso de la inyección solo de surfactantes.

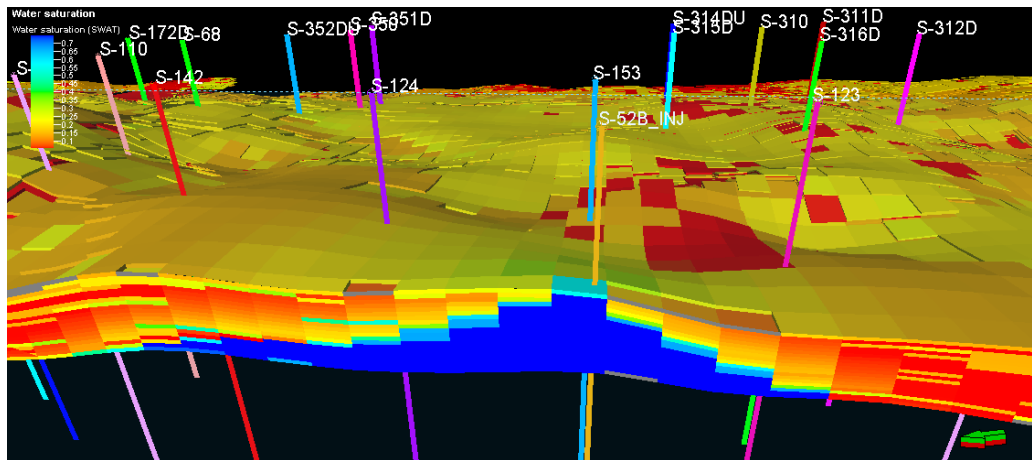
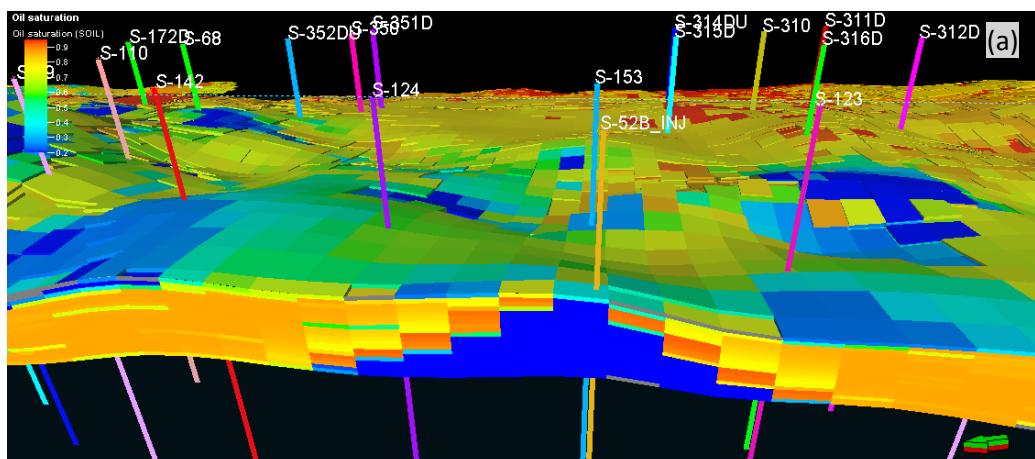


Figura 6-155: Perfil de Saturación de agua- Escenario N°3 a) Tamaño de Bache 3años-3meses - 01/08/2002.

Como se puede observar en la figura 6-156, al final de la inyección de la solución SP ya se ha formado un bache de petróleo, pero además se puede ver que luego de la inyección del bache SP, conforme se va inyectando el bache de empuje de agua, el área afectada por el surfactante sigue creciendo aunque ya se ha terminado de inyectar la solución SP, por lo que el surfactante sigue actuando sobre toda la zona afectada por la inyección(figura 6-157), lo que hace que toda la zona invadida presente una baja saturación de petróleo, ya que este ha sido desprendido de la roca y llevado hacia los pozos productores.



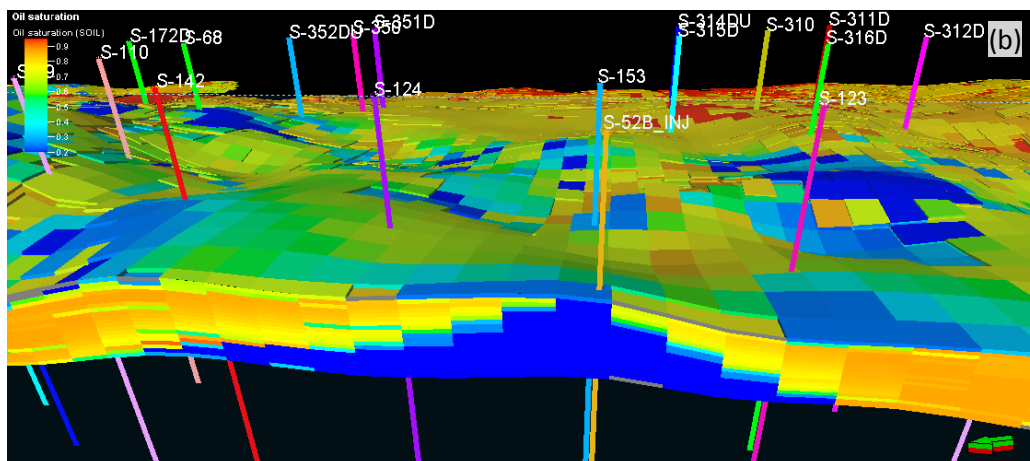
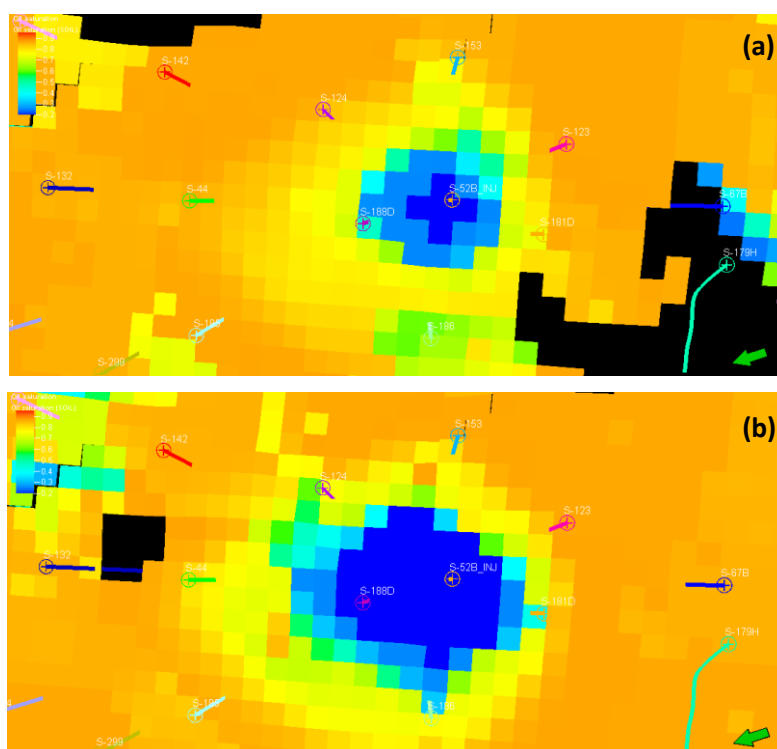


Figura 6-156: Perfil de Saturación de petróleo Escenario N°3 a) Tamaño de Bache 3 años- 3 meses- (corte en sección) - 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b).

Desde las capas inferiores hasta las superiores el área afectada por la solución SP es mucho más homogénea que en el caso de inyección de surfactantes, aunque todavía se presenta segregación hacia las capas inferiores.



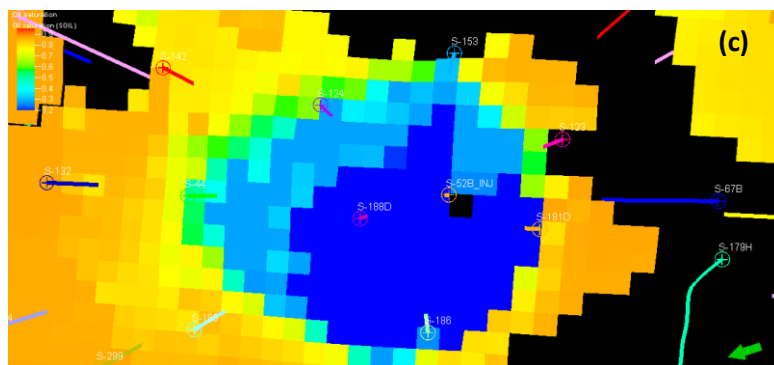


Figura 6-157: Saturación de petróleo- Escenario N°3 a)- Tamaño de bache 3años-3meses- (vista superior-capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.

b. Concentración

Como se puede ver en la figura 6-158, entre el caso con una concentración CSUR 1.75-PLY 0.14 LB/BL y el caso con una concentración mayor de polímero CSUR 1.75-PLY 0.21 LB/BL, existe una gran diferencia en la tasa de producción de petróleo, lo que se refleja en el acumulado de petróleo en alrededor de 176813 BLS más para el bache con concentración de polímero más alta. Para el caso en el que se ha aumentado la concentración de surfactante y también la concentración de polímero (CSUR 2.625- PLY 0.21LB/BL), la producción acumulada de petróleo incluso es 4823 BLS menor que para el caso en el que solo se aumento la concentración de polímero (CSUR 1.75-PLY 0.21 LB/BL), (figura 6-159 y tabla 6-29).

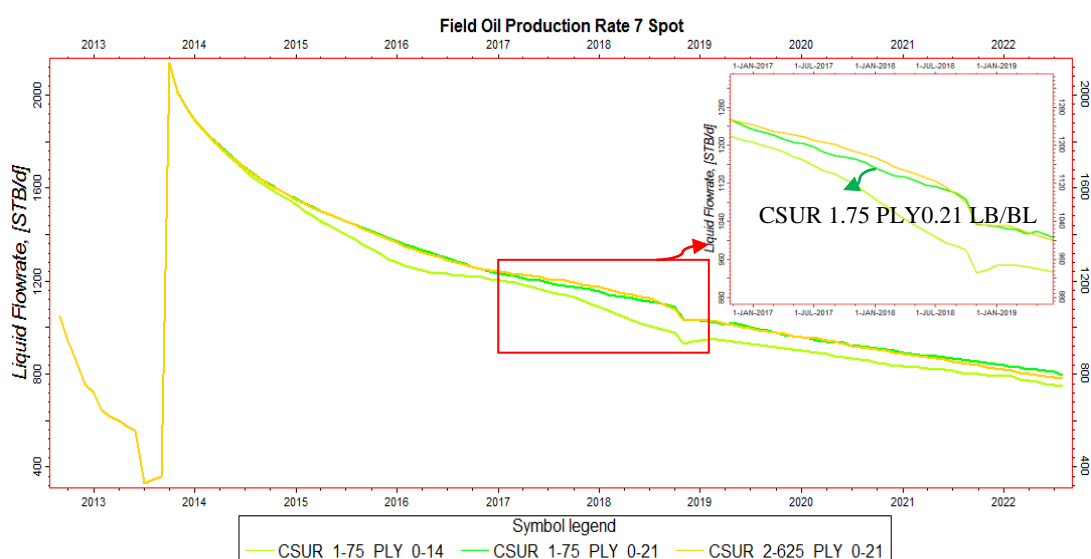


Figura 6-158: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

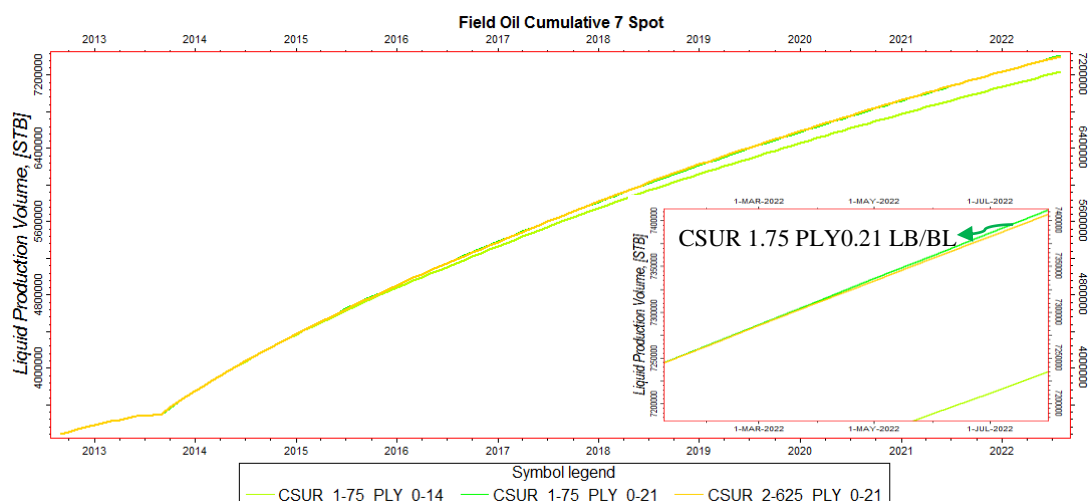


Figura 6-159: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Concentración Solución SP	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. De Petróleo
años-meses	BLS	BLS	BLS	BLS
-	3276296	0	-	-
CSUR 1.75 PLY 0.14	7234756	3958460	0	756.1
<u>CSUR 1.75 PLY 0.21</u>	<u>7411569</u>	<u>4135273</u>	<u>176813</u>	<u>798.1</u>
CSUR 2.625 PLY 0.21	7406746	4130450	-4823	780.5

Tabla 6-29: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 a).

Para el pozo S-188D figura 6-160, la tasa y acumulado de producción de petróleo para el caso CSUR 1.75 PLY 0.14 LB/BL es la más baja de los 3 casos, este es el que tiene la menor concentración de polímero. Para los otros dos casos, la concentración de polímero es mayor que el caso anterior, pero entre el caso que tiene una mayor concentración de surfactante (CSUR 2.625 PLY 0.21) y el caso en que esta se ha mantenido, (CSUR 1.75 PLY 0.21), el aumento en la tasa y acumulado de producción de petróleo es mínima para el caso con mayor concentración de surfactante.

En el pozo S-153, para el caso con una mayor concentración de surfactante y mayor concentración de polímero, CSUR 2.625 PLY 0.21, se obtiene una menor tasa y acumulado de producción de petróleo que para el caso en el que solo se ha aumentado la concentración de polímero, CSUR 1.75 PLY 0.21 (figura 6-161).

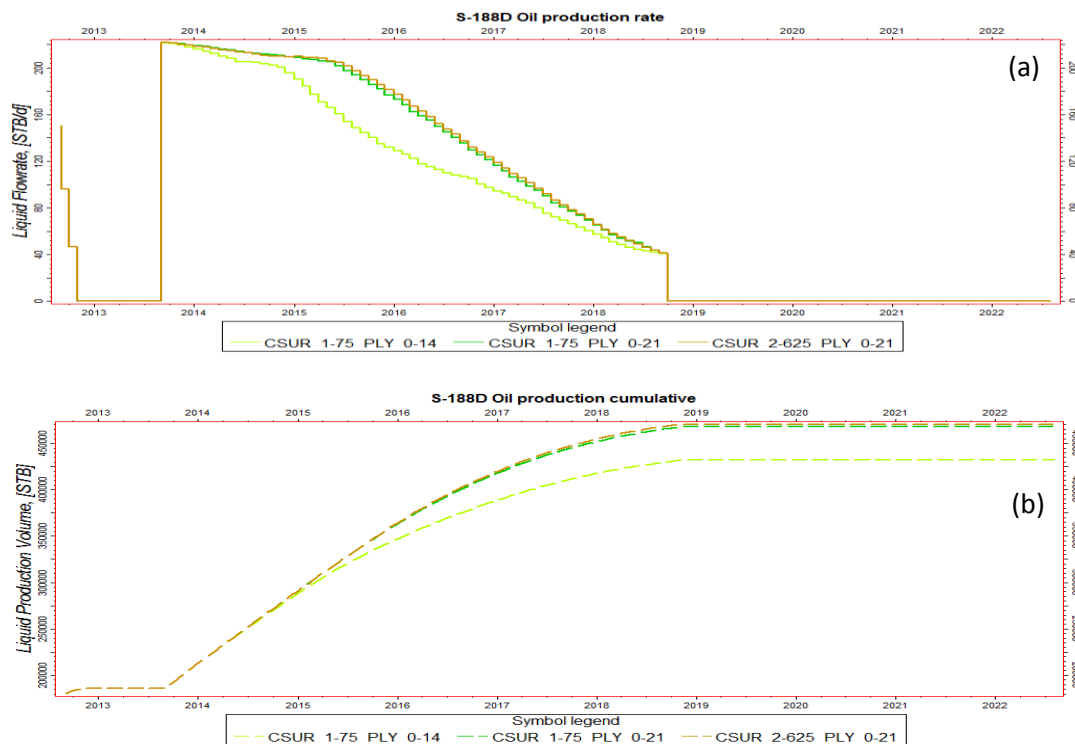


Figura 6-160: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

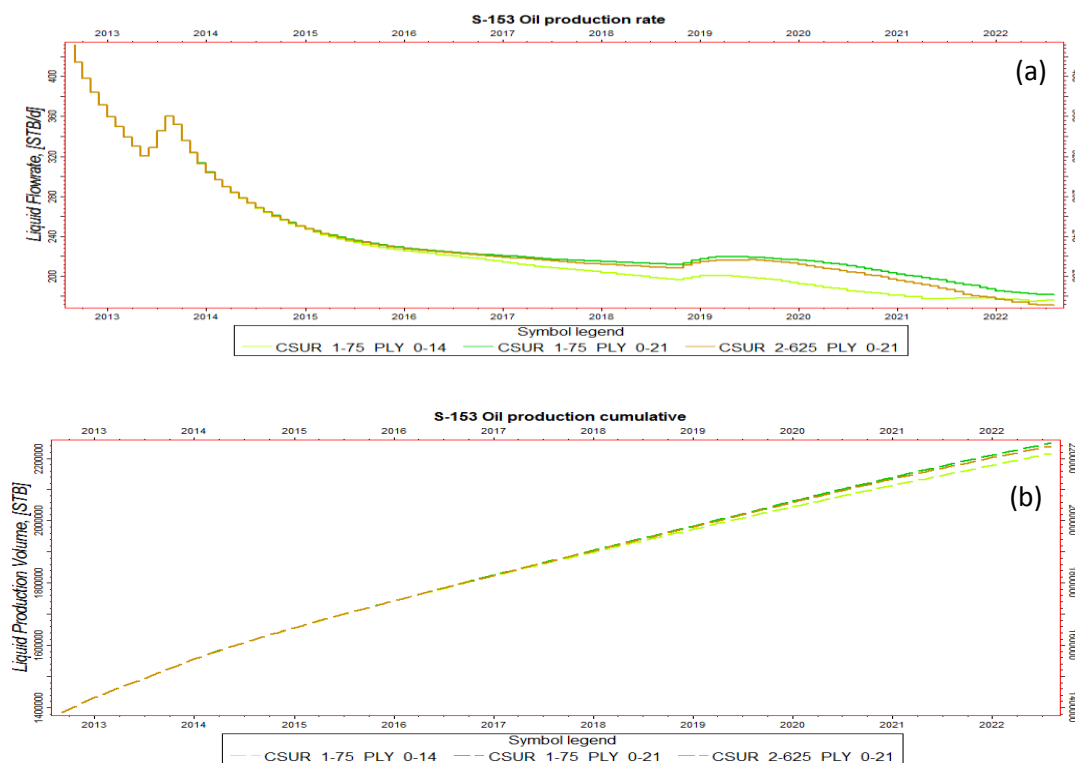


Figura 6-161: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción Acumulada de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

En la figura 6-163, la producción acumulada de agua para el caso CSUR 1.75 PLY 0.14 LB/BL es la más grande de los 3 casos, 937638 BLS, esto debido a que es la que tiene la menor concentración de polímero. Para los otros dos casos, la concentración de polímero es mayor que en el caso anterior, pero en el caso con una mayor concentración de surfactante (CSUR 2.625 PLY 0.21), se producen 49665 BLS de agua más que en el caso en que se ha mantenido la misma concentración de surfactante (CSUR 1.75 PLY 0.21).

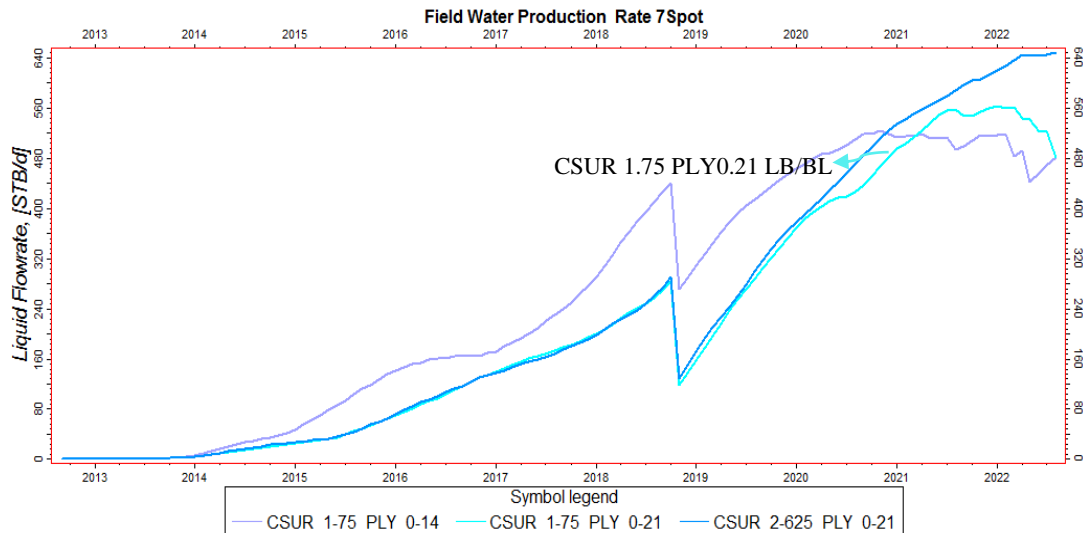


Figura 6-162: Tasa de Producción de Agua -Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

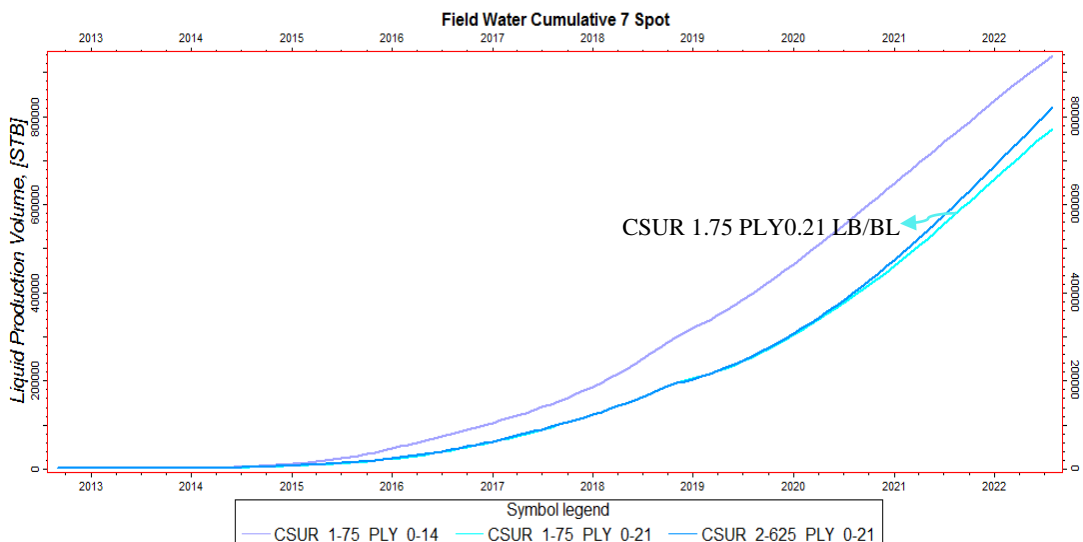


Figura 6-163: Producción Acumulada de Agua -Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Concentración Solución SP	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
LB/BL	BLS	BLS	BLS	%
CSUR 1.75 PLY 0.14	937638	0	480.8	38.9
CSUR 1.75 PLY 0.21	772447	-165192	481.8	37.6
CSUR 2.625 PLY 0.21	822111	49665	648.7	45.4

Tabla 6-30: Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

En las figuras 6-164 y 6-165 se presenta la tasa y acumulado de producción de agua del pozo S-188D y S-153, en estas se puede ver que para el bache de solución SP con menor concentración de polímero se produce una mayor cantidad de agua que los otros baches, mientras que en los baches con la misma concentración de polímero y diferente concentración de surfactante, se produce un pequeño aumento en la producción de agua para el caso con mayor concentración de surfactante.

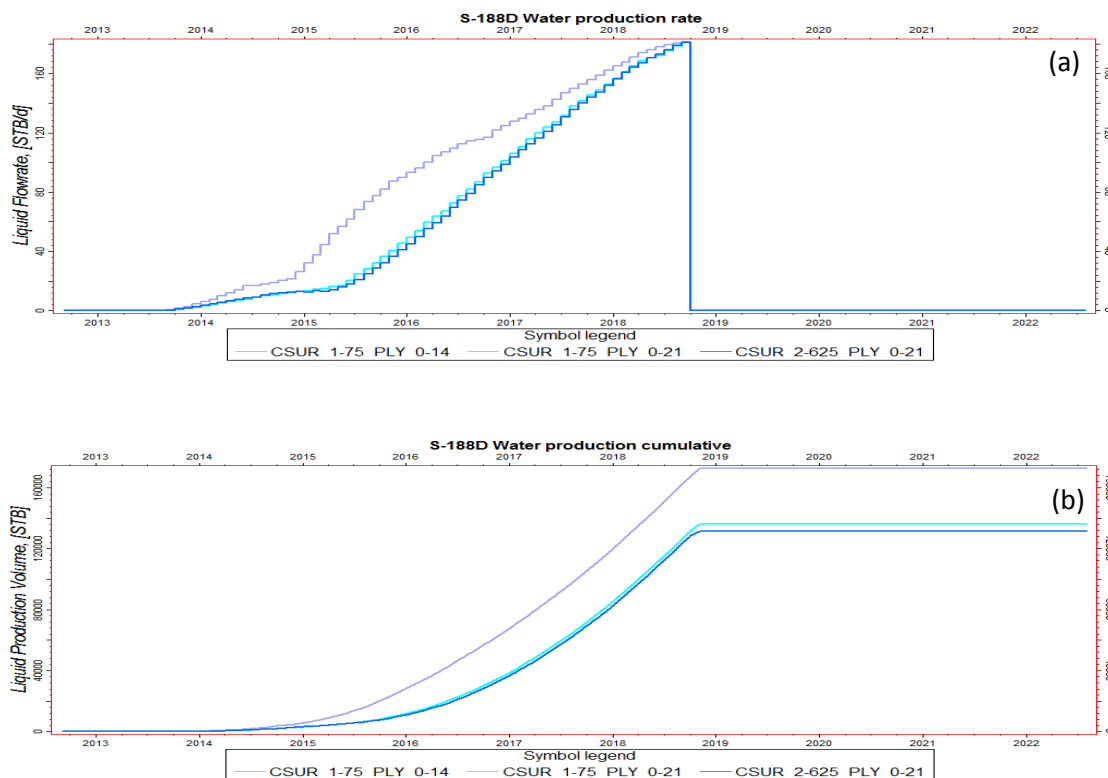


Figura 6-164: Tasa (a) y Acumulado (b) de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

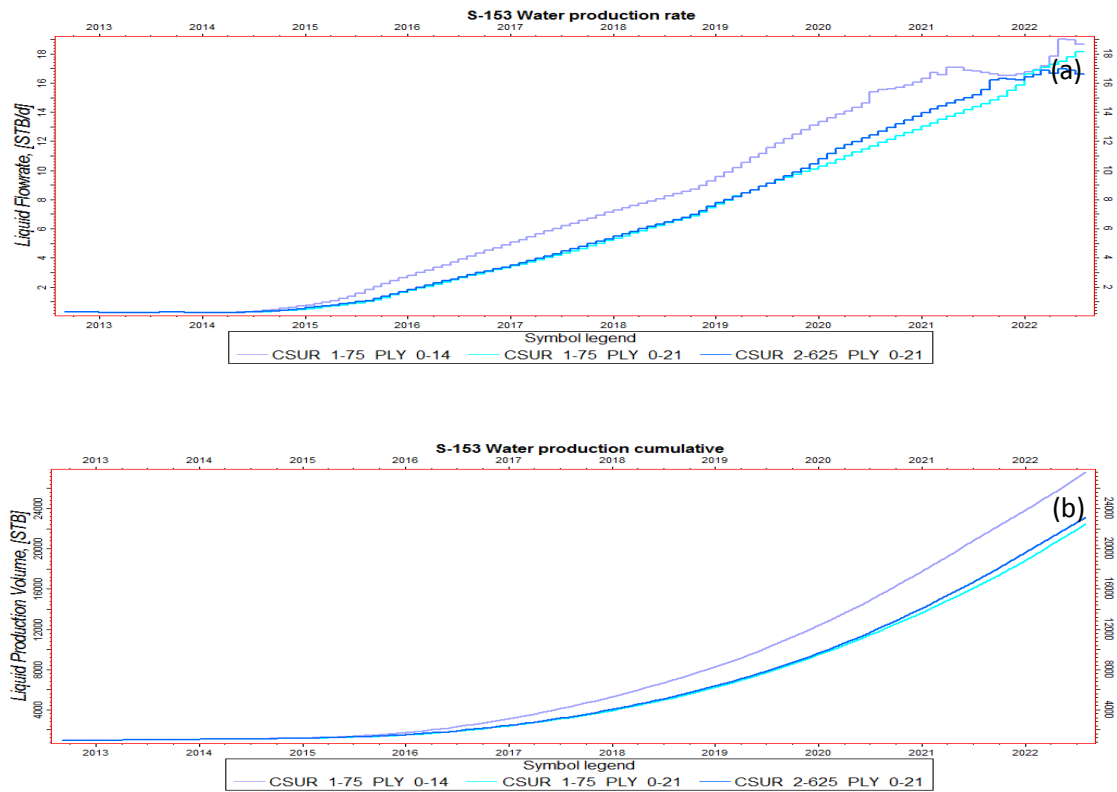


Figura 6-165: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-153 - Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Para el caso con una mayor concentración de surfactante y polímero (CSUR 2.625 PLY 0.21), el porcentaje de surfactante adsorbido es el menor de todos los casos, 24.3%. Para los otros dos casos, aunque la concentración de surfactante es la misma, para el caso con mayor concentración de polímero (CSUR 1.75 PLY 0.21) se obtiene una mayor adsorción de surfactante y una menor adsorción del polímero, 33.4 y 7.9% respectivamente (tabla 6-31), esto debido a que el surfactante contacta una mayor cantidad de la arena, lo que hace que este se adsorba más.

La producción de surfactante y polímero para todos los casos esta grandemente influenciado por la concentración de polímero, ya que para el caso con baja concentración de polímero se tiene el mayor porcentaje de polímero y surfactante producido. Para los casos con la misma concentración de polímero, mientras más alta es la concentración de surfactante, es el porcentaje de surfactante y polímero producido es menor (tabla 6-31), aunque en cantidad de polímero y surfactante producido, mientras más alta es la concentración de estos, mayor es la cantidad que se produce de los mismos.

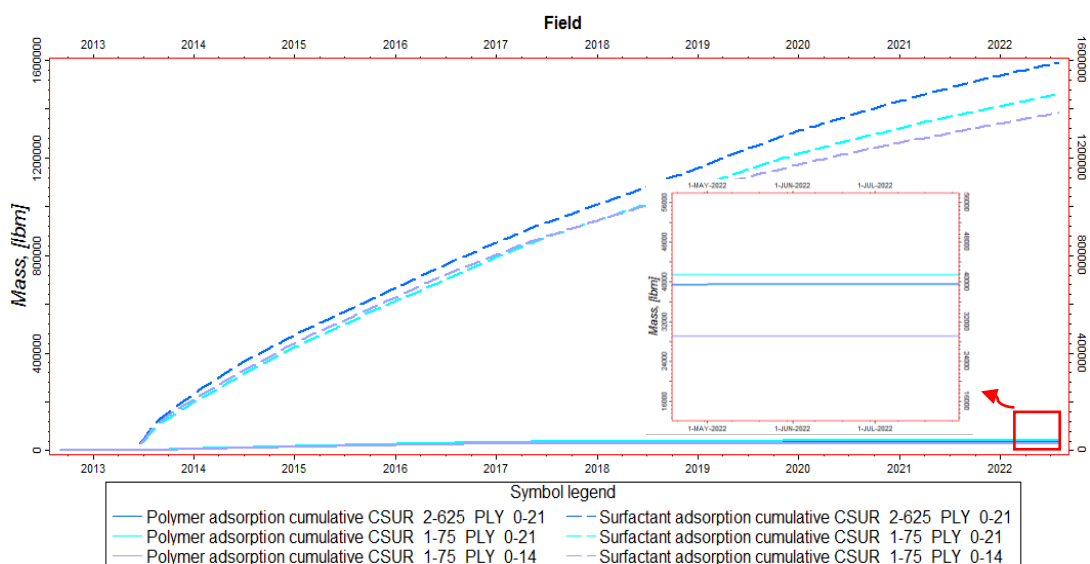


Figura 6-166: Adsorción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

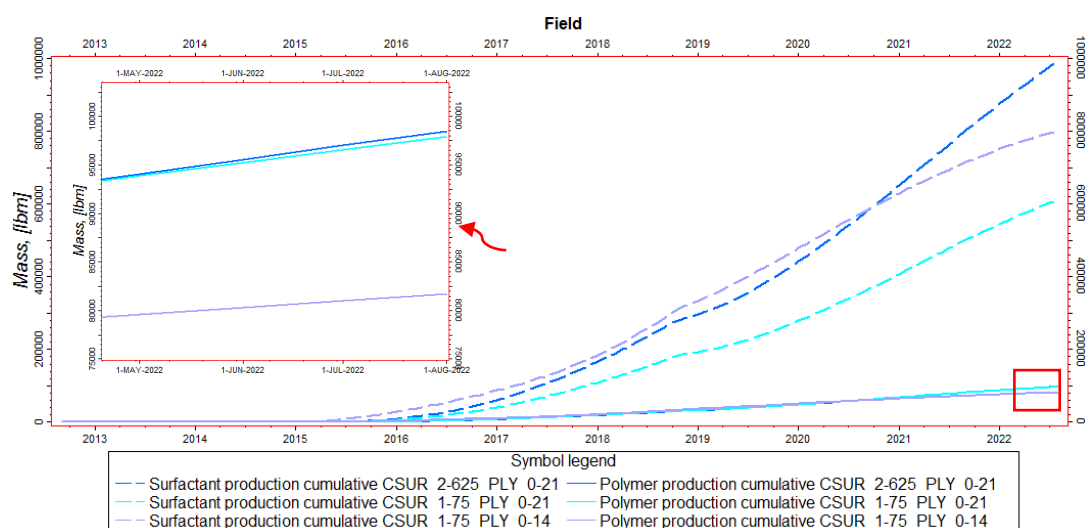


Figura 6-167: Producción Acumulada de Surfactante y Polímero- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Para todos los casos, mientras más alta es la concentración ya sea de polímero o surfactante, mayor es porcentaje de estos que se mantiene en solución (tabla 6-31), aunque en el caso con igual concentración de surfactante y mayor concentración de polímero (CSUR 1.75- PLY 0.21), se obtiene un ligero aumento de la cantidad de surfactante en solución con relación al caso con menor concentración de polímero (CSUR 1.75- PLY 0.14), figura 6-168.

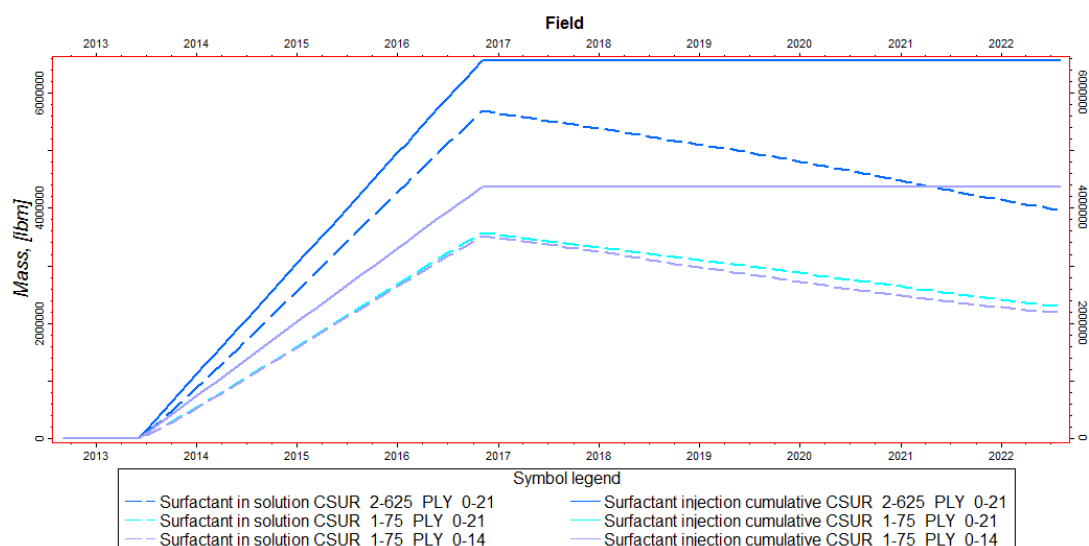


Figura 6-168: Surfactante en solución - Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 a).

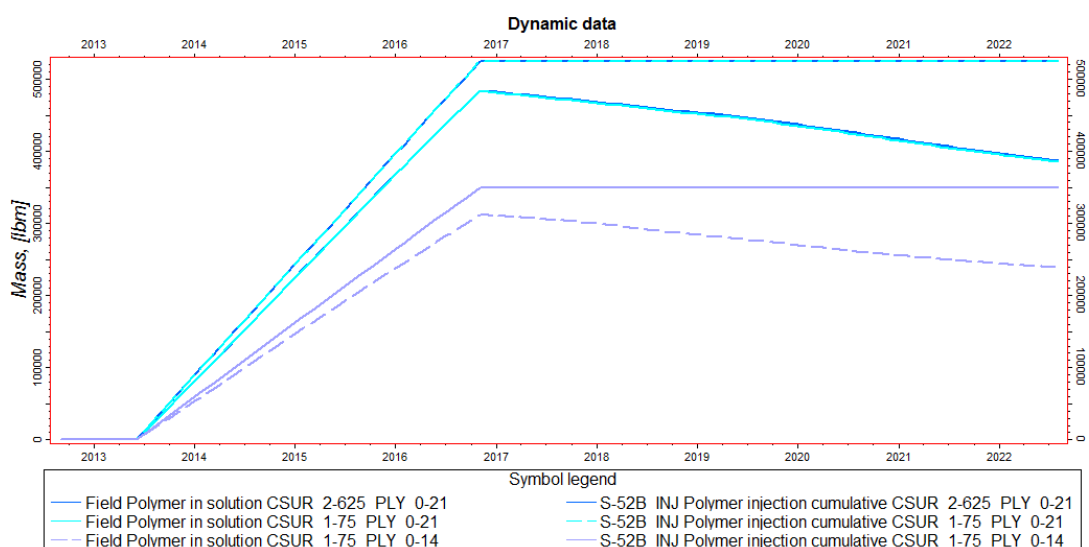


Figura 6-169: Polímero en solución - Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 a).

Concentración Solución SP	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
CSUR 1.75 PLY 0.14	4371500	1383551	802565	2185381
CSUR 1.75 PLY 0.21	4371500	1461920	611692	2297885
CSUR 2.625 PLY 0.21	6557250	1591340	995242	3970665

Tabla 6-31 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Concentración solución SP	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	%	%	%
CSUR 1.75 PLY 0.14	4371500	31.6	18.4	50.0
CSUR 1.75 PLY 0.21	4371500	33.4	14.0	52.6
CSUR 2.625 PLY 0.21	6557250	24.3	15.2	60.6

Tabla 6-31 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Concentración solución SP	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
CSUR 1.75 PLY 0.14	349720	29129	81684	239014
CSUR 1.75 PLY 0.21	524580	41437	97873	385234
CSUR 2.625 PLY 0.21	524580	39453	98458	386420

Tabla 6-32 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Concentración Solución SP	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	%	%	%
CSUR 1.75 PLY 0.14	349720	8.3	23.4	68.3
CSUR 1.75 PLY 0.21	524580	7.9	18.7	73.4
CSUR 2.625 PLY 0.21	524580	7.5	18.8	73.7

Tabla 6-32 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Como se puede ver en la figura 6-170, el surfactante inyectado en la solución SP ha actuado sobre toda la zona invadida por la solución SP, esto hace que la saturación de petróleo de toda la zona afectada se reduzca en gran medida, volviendo al proceso más eficiente, ya que debido al polímero la zona invadida es mucho más grande que el área invadida cuando se inyecta solo surfactantes.

En la figura 6-171 (a) y (b), al final de la inyección del bache de solución de SP ya se ha formado un bache de petróleo por efecto del surfactante, además la zona afectada por el surfactante sigue creciendo incluso luego de que se ha comenzado con la inyección del bache de empuje de agua, llegando a reducir la saturación de petróleo de toda la zona invadida.

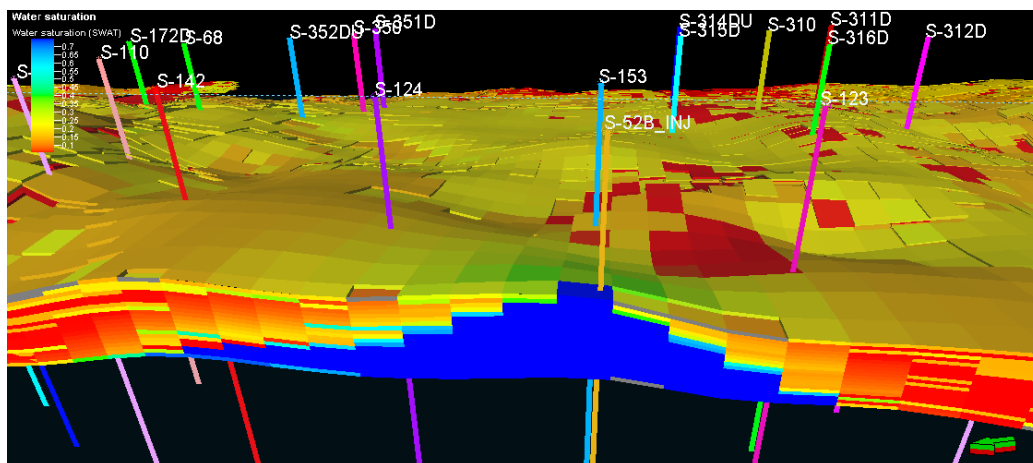


Figura 6-170: Perfil de Saturación de agua Escenario N°3 a)- Concentración SUR_1.75-PLY_0.21 LB/BL (corte en sección) - 01/08/2022.

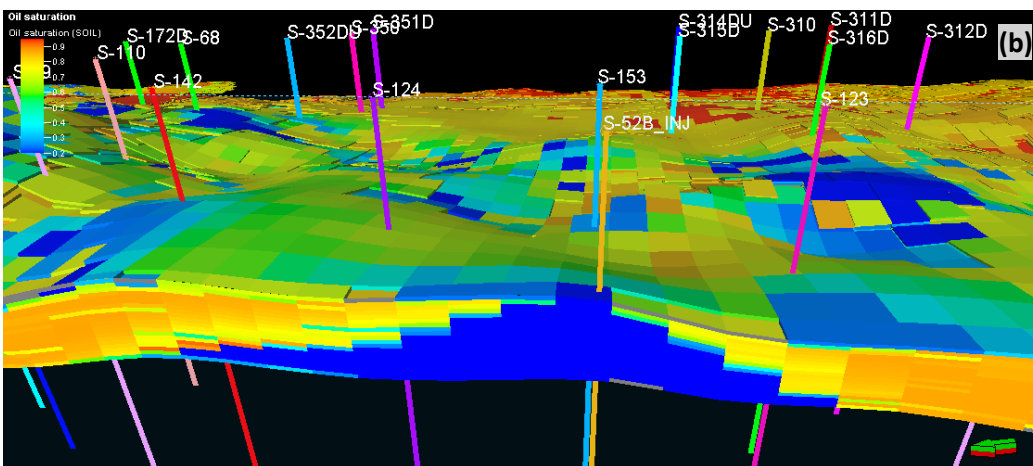
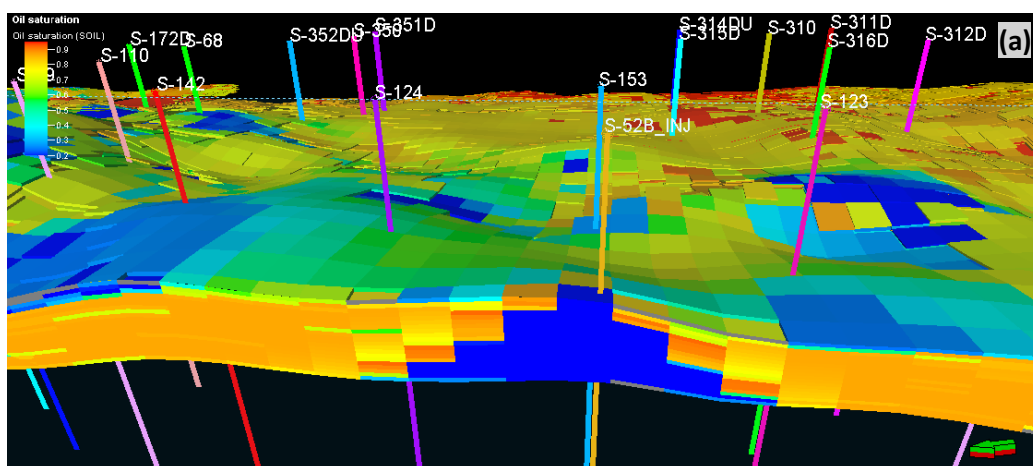


Figura 6-171: Perfil de Saturación de petróleo Escenario N°3 a) – Concentración SUR_1.75-PLY_0.21 LB/BL (corte en sección) - 01/09/2016 (a) y 01/08/2022 (b).

En la figura 6-172, se puede ver que la solución SP ha invadido la arena de una manera más uniforme que en el caso de la inyección de surfactantes, aunque no

es igual al área invadida en el caso de inyección solo de polímeros. Pero en este caso la saturación de petróleo se ha reducido en gran medida, llegando a saturaciones de agua de más del 90%, mientras que en la inyección de polímeros, la saturación de agua llega hasta un máximo de 75%.

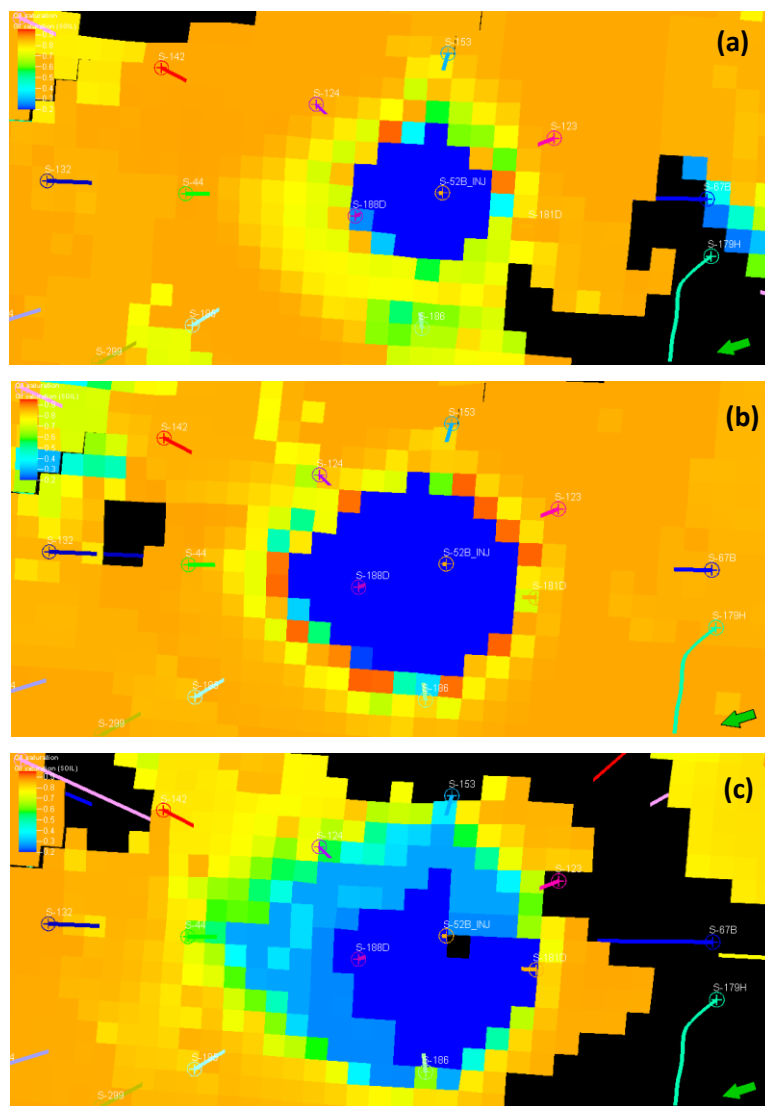


Figura 6-172: Saturación de petróleo- Escenario N°3 a)- Concentración SUR_1.75-PLY_0.21 LB/BL (vista superior-capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.

c. Adsorción

En la figura 6-173, la cantidad de polímero y surfactante adsorbido es bastante grande para el caso de moderada adsorción. En presencia de una moderada adsorción, el porcentaje de polímero adsorbido llega a ser del 42.1%, mientras que el porcentaje de surfactante adsorbido llega a ser tan alto como 95% del polímero y surfactante total inyectado respectivamente (tabla 6-33 y 6-34).

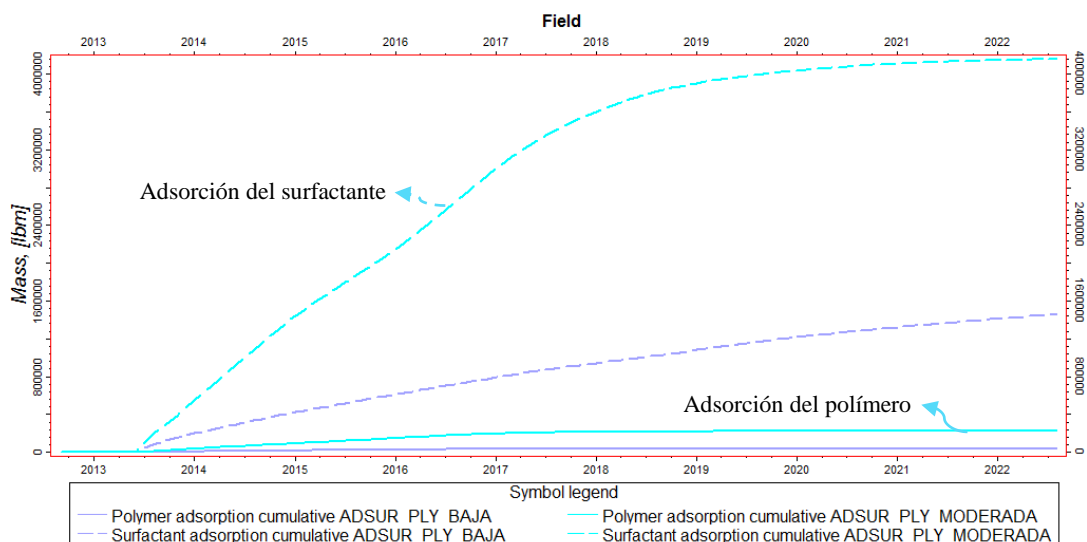


Figura 6-173: Adsorción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Como se muestra en la figura 6-174, la cantidad de surfactante producido en presencia de un valor de adsorción moderada, es bastante bajo, 0.13%, mientras que para el polímero es del 9.2%, mientras que para el caso de una baja adsorción son 14% para el surfactante y 18.7% para el polímero.

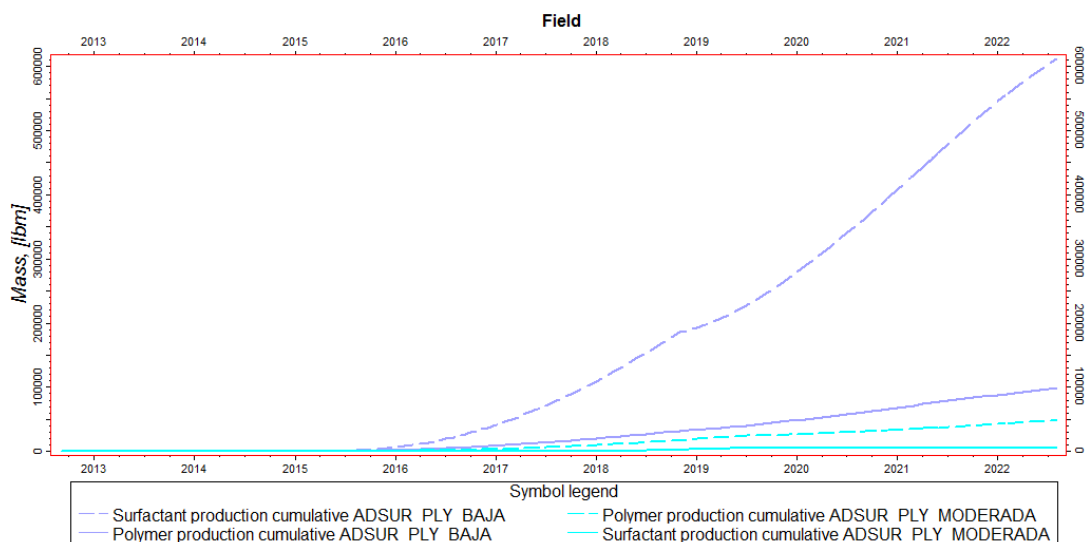


Figura 6-174: Producción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

En presencia de un valor de adsorción moderada, el porcentaje de surfactante que queda en solución es bastante bajo, 5% del surfactante total inyectado, mientras que para el polímero, la cantidad de este que queda en solución es del 48.6% del polímero total inyectado.

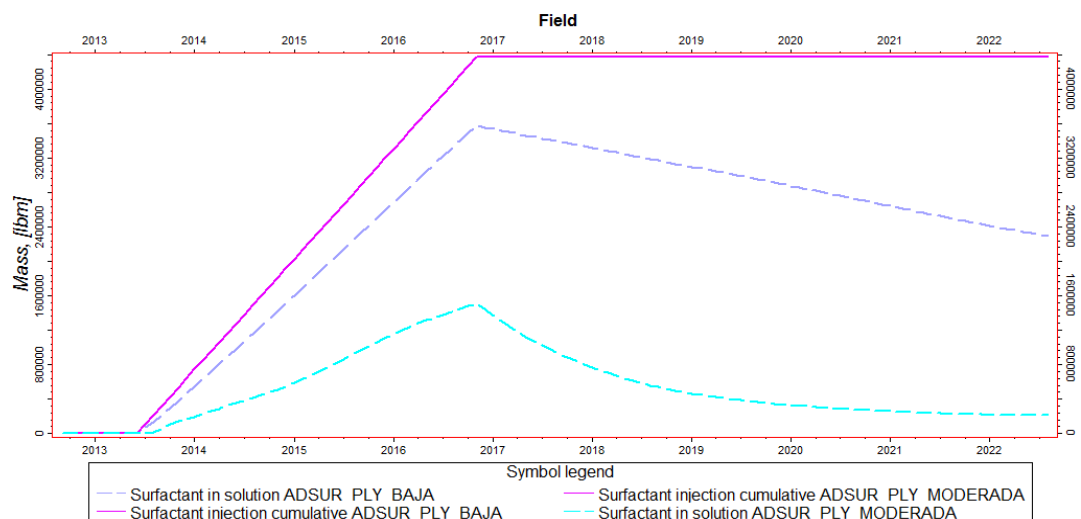


Figura 6-175: Surfactante en solución - Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 b).

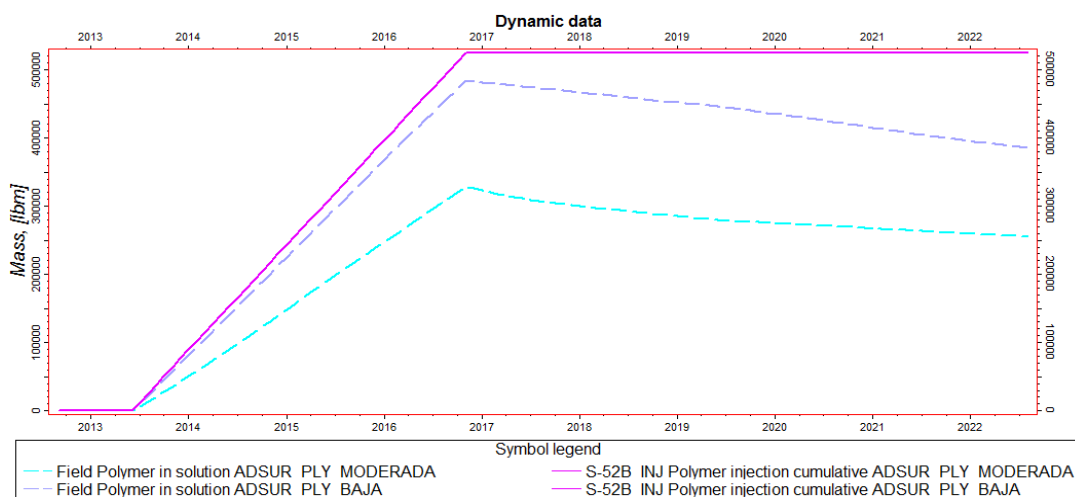


Figura 6-176: Polímero en solución - Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).

Adsorción Solución SP	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
caso	LB	LB	LB	LB
baja	4371500	1461920	611692	2297885
moderada	4371500	4156999	5634	208864

Tabla 6-33 a): Mediciones del surfactante -Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).

Adsorción Solución SP	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
caso	LB	%	%	%
baja	4371500	33	14	53
moderada	4371500	95	0.13	5

Tabla 6-33 b): Mediciones del surfactante- Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).

Adsorción Solución SP	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
caso	LB	LB	LB	LB
baja	524580	41437	97873	385234
moderada	524580	221095	48427	255073

Tabla 6-34 a): Mediciones del polímero- Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).

Adsorción Solución SP	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
caso	LB	%	%	%
baja	524580	7.9	18.7	73.4
moderada	524580	42.1	9.2	48.6

Tabla 6-34 b): Mediciones del polímero-Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 a).

En la figura 6-177, la tasa de producción de petróleo para el caso de una moderada adsorción está por debajo de la producción obtenida con un valor de baja adsorción, pero bastante arriba de la producción obtenida con el caso de inyección de agua.

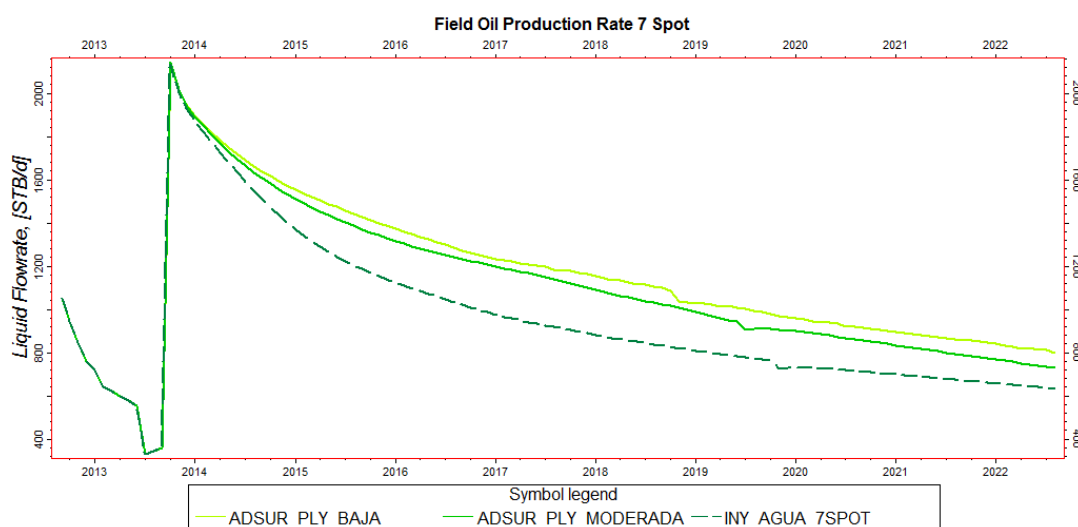


Figura 6-177: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Como se muestra en la figura 6-178, la diferencia en el acumulado de producción entre un valor de baja y moderada adsorción es importante, ya que para un valor de moderada adsorción se producen 171620 BLS de petróleo menos que para el caso de una baja adsorción, aunque está muy por arriba de producción acumulada obtenida con el caso de inyección de agua (tabla 6-35).

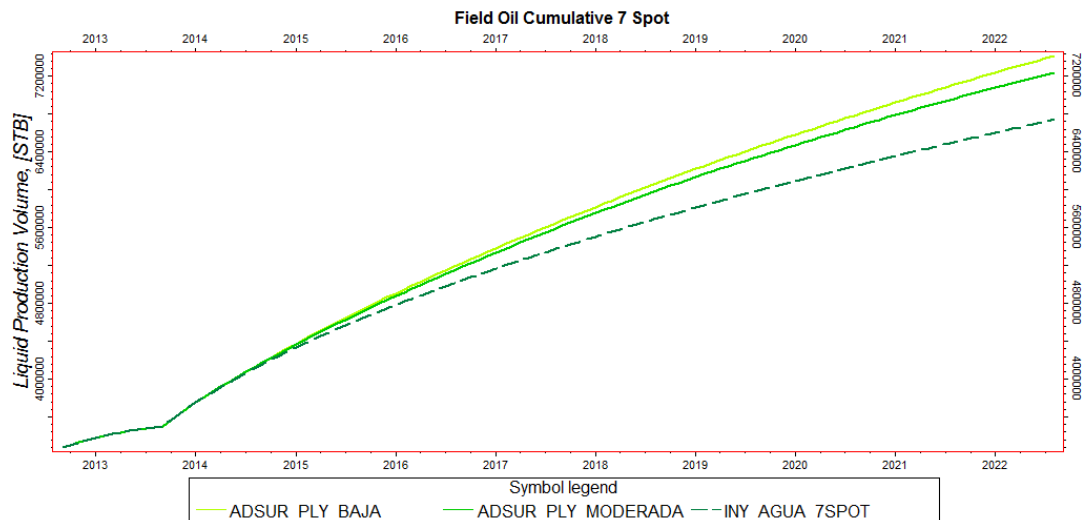
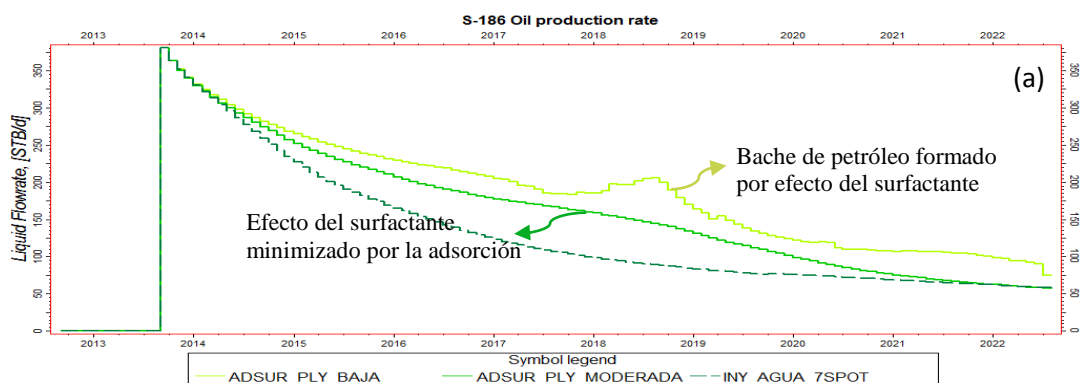


Figura 6-178: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Adsorción Solución SP	Producción Acumulada de Petróleo	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
caso	LB/BL	BLS	BLS
baja	7411569	0	798.1
moderada	7239949	-171620	731.4
Iny. Agua	6740139	-499810	634.4

Tabla 6-35: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Para el pozo S-186, (figuras 6-179), en el caso de una baja adsorción, debido a la acción del surfactante se ha formado un bache de petróleo considerablemente grande. Por el contrario, para el caso de una moderada adsorción el efecto del surfactante se ve visiblemente minimizado, y lo que se puede ver en su mayoría es la acción del polímero. Además, la producción acumulada de petróleo obtenida con un valor de moderada adsorción se ha reducido a aproximadamente la mitad del aumento obtenido con un valor de baja adsorción.



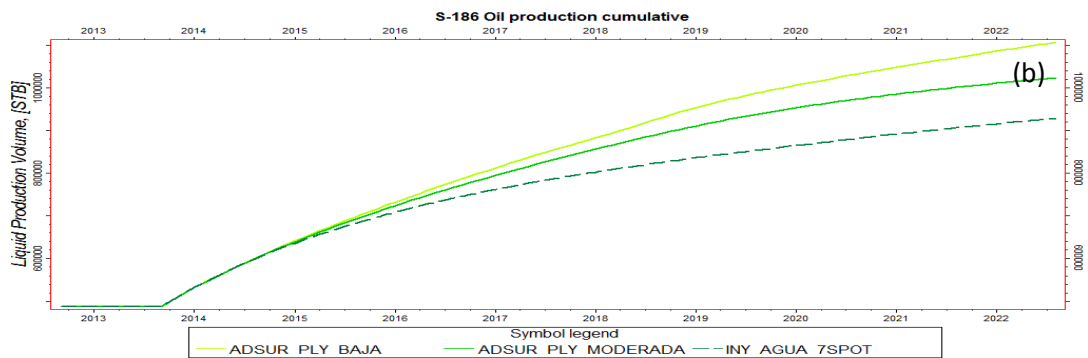


Figura 6-179: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-186- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Igualmente para el pozo S-181 (figura 6-180), su puede ver que, para el caso de baja adsorción se ha formado un bache de petróleo por efecto del surfactante, mientras que en el caso de una moderada adsorción, el efecto del surfactante se ha minimizado visiblemente.

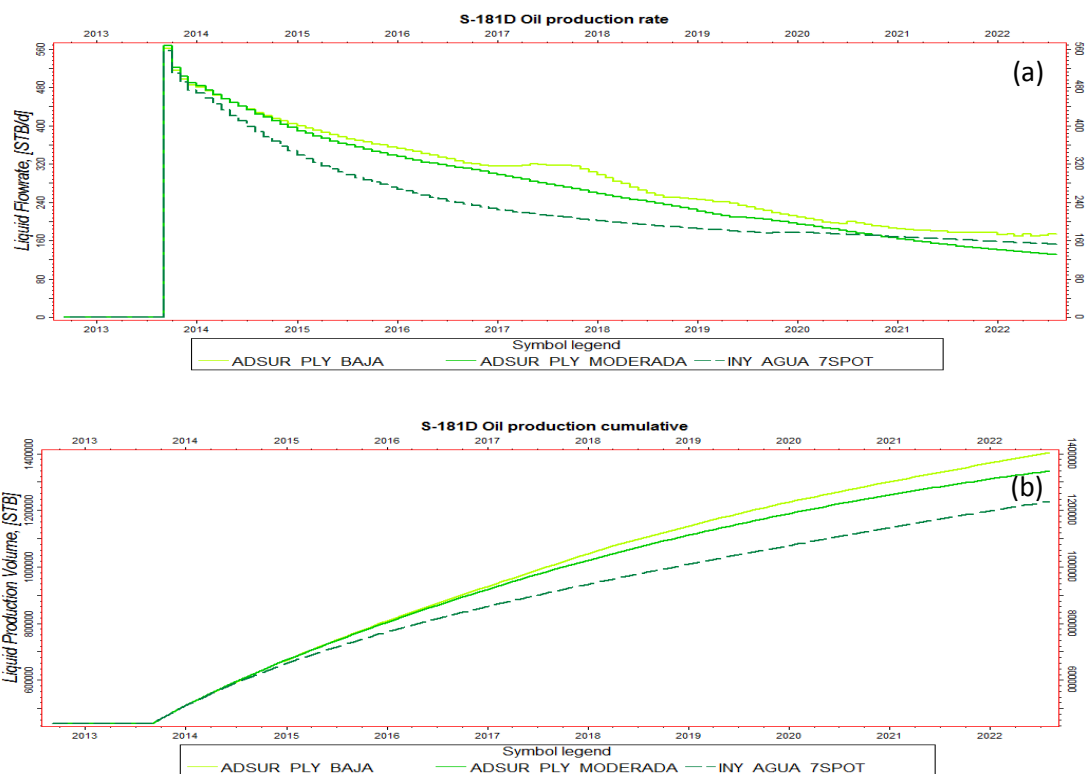


Figura 6-180: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-181- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Para el caso de una moderada adsorción, la tasa de producción de agua hasta mayo del 2019 es más alta que para el caso de baja adsorción, mientras que de aquí en adelante la producción de agua para el caso de baja adsorción es mucho más alta que para el caso de una moderada adsorción (figura 6-181).

La producción acumulada de agua para un valor de baja y moderada adsorción, tiende a igualarse al final del periodo de simulación, esto debido a que en el caso de una baja adsorción, el efecto del polímero evita que se produzcan altas tasas de agua, pero debido a la acción del surfactante, la producción de agua aumenta en gran medida al final de la simulación (figura 6-182).

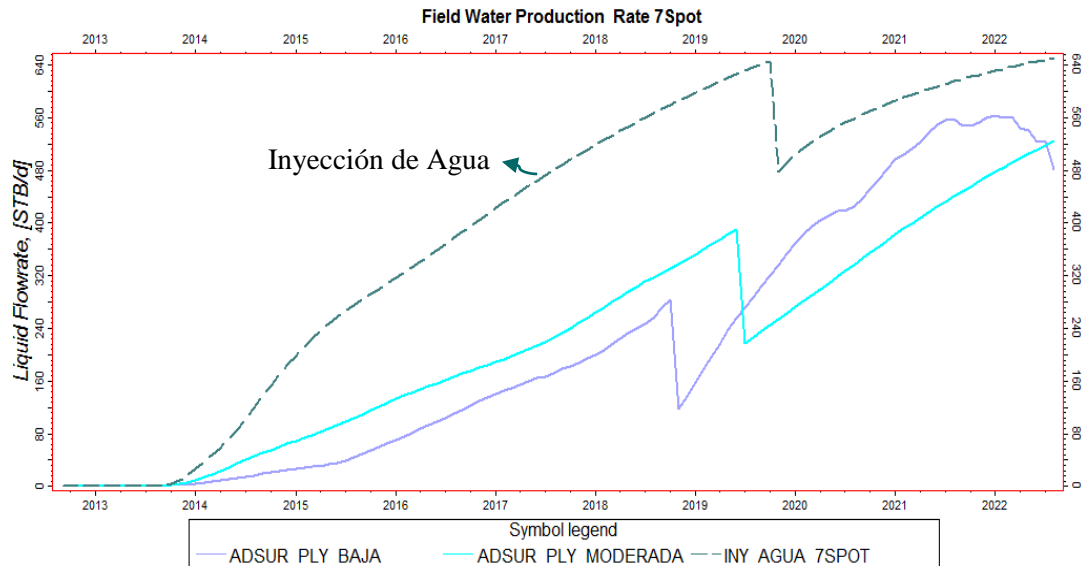


Figura 6-181: Tasa de producción de Agua- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

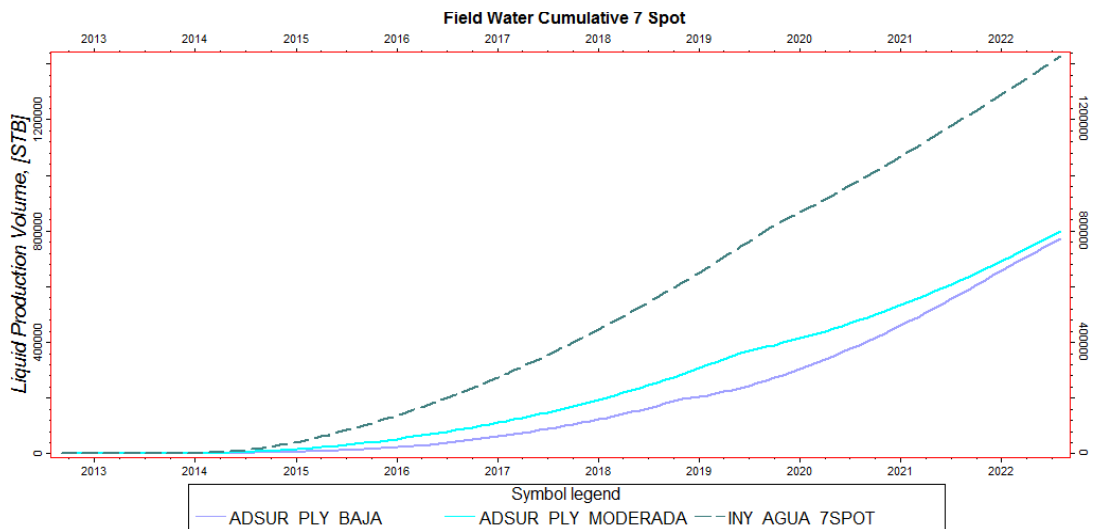


Figura 6-182: Producción Acumulada de Agua- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Como se puede ver en las figuras 6-183 y 6-184, la producción de agua de los pozos S-188D y S-153, ciertamente es mayor para el caso de una moderada adsorción comparada con el de baja adsorción del polímero y surfactante, pero esta se mantiene siempre por muy por debajo de la producción de agua obtenida con el caso de inyección de agua.

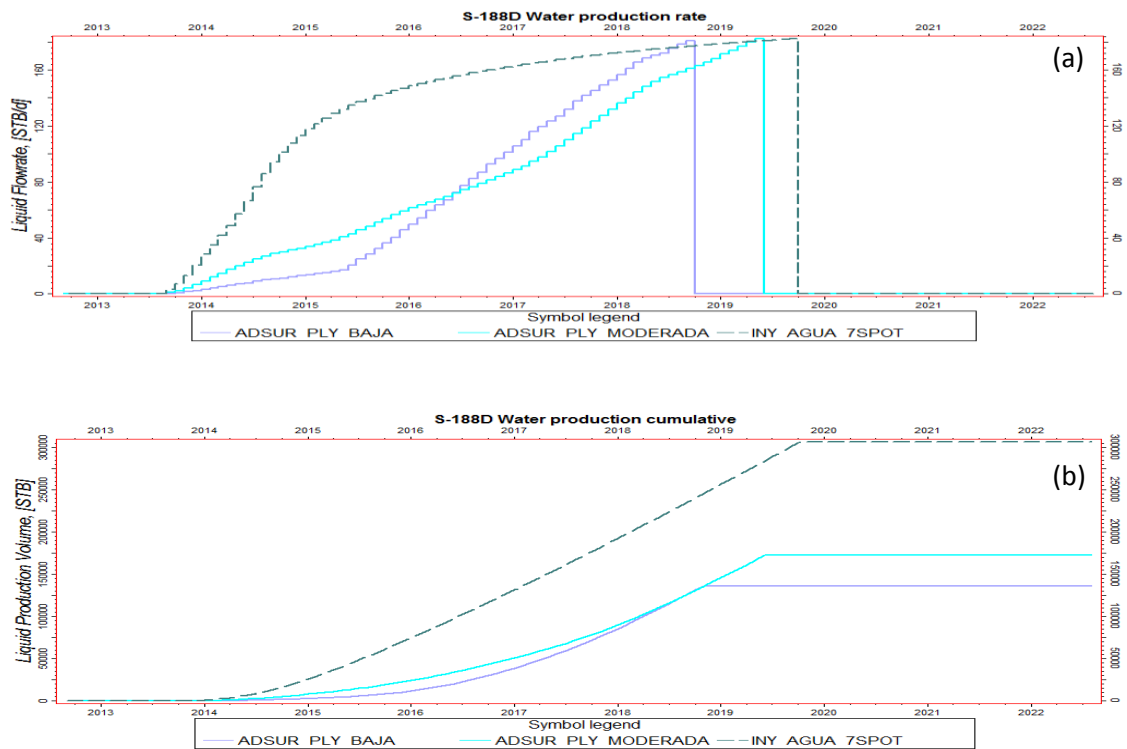


Figura 6-183: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

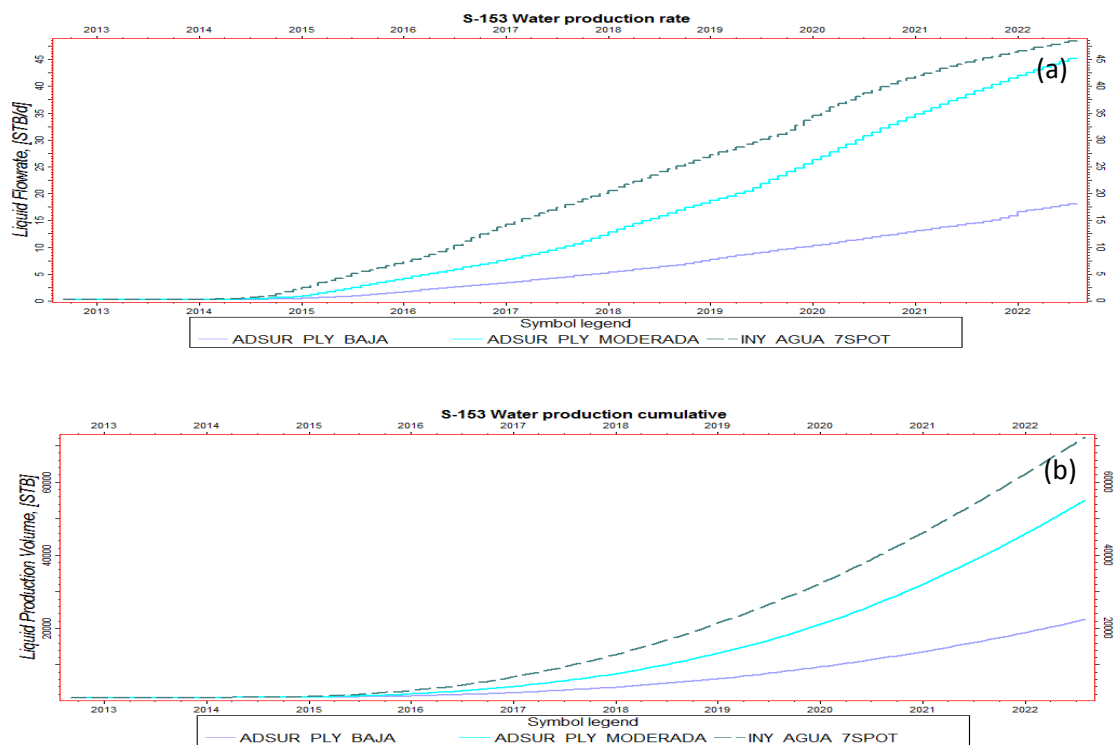


Figura 6-184: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 a).

Adsorción solución SP	Prod. Acum. de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
caso	BLS	BLS	BLS	%
baja	772447	0	481.8	37.6
moderada	799005	26558	524.3	41.8
Iny. Agua	1427124	628119	650.5	50.6

Tabla 6-36: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción – Escenario N°3 a).

Como se puede ver en la figura 6-185 y 6-186, para un valor de baja adsorción, toda la zona invadida por la solución SP presenta una alta saturación de agua, mayor al 90%, mientras que para un valor de moderada adsorción, gran parte de la zona invadida por la inyección de la solución SP presenta saturaciones de agua que van del 45 al 60% y solo cierta parte presenta saturaciones de agua mayores al 90%, esto debido a la acción del surfactante.

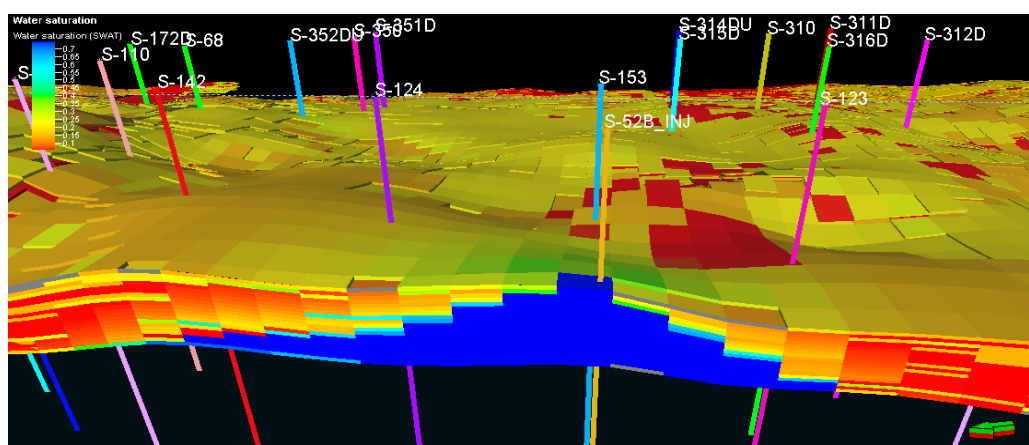


Figura 6-185: Perfil de Saturación de agua Escenario N°3 a)- Adsorción Baja (corte en sección) - 01/08/2022.

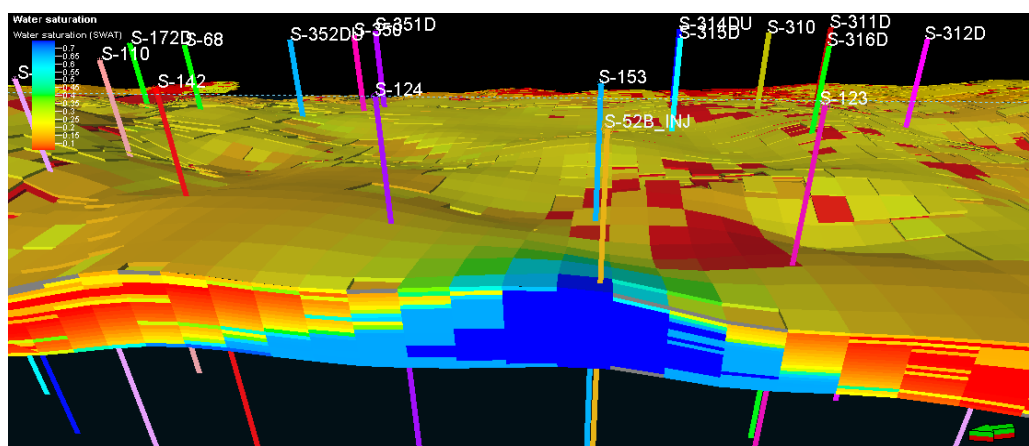


Figura 6-186: Perfil de Saturación de agua Escenario N°3 a)- Adsorción Moderada (corte en sección) - 01/08/2022.

Como se puede ver en la figura 6-187 y 6-188, para el caso modelado con una moderada adsorción el área invadida por el surfactante, es por lo menos la mitad del área invadida cuando se tiene una adsorción baja.

Para el polímero, si bien la zona invadida por el polímero es menor en el caso de una moderada adsorción comparada con el caso de una baja adsorción, la diferencia no es muy grande (figura 6-189 y 6-190), en comparación con el caso del surfactante, esto debido a que el polímero tiende a adsorberse en menor proporción que el surfactante.

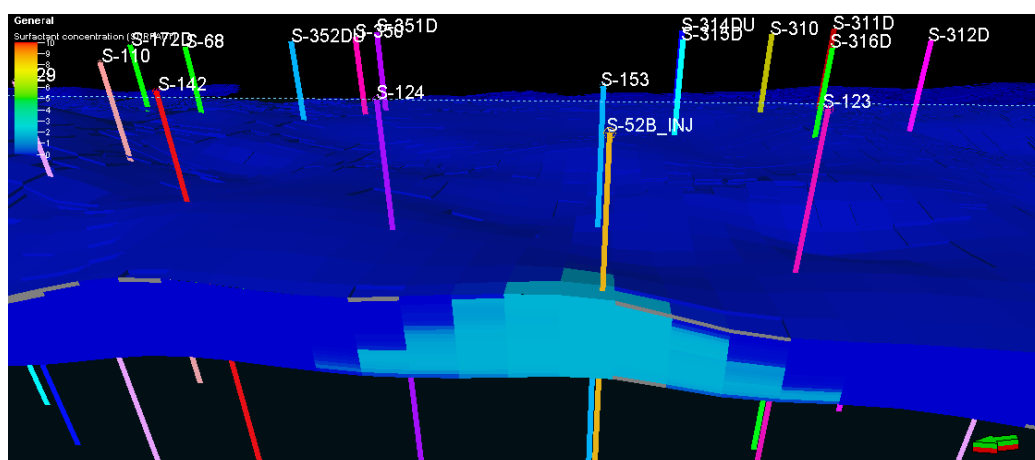


Figura 6-187: Concentración de Surfactante- Escenario N°3 a)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181)- 01/09/2016.

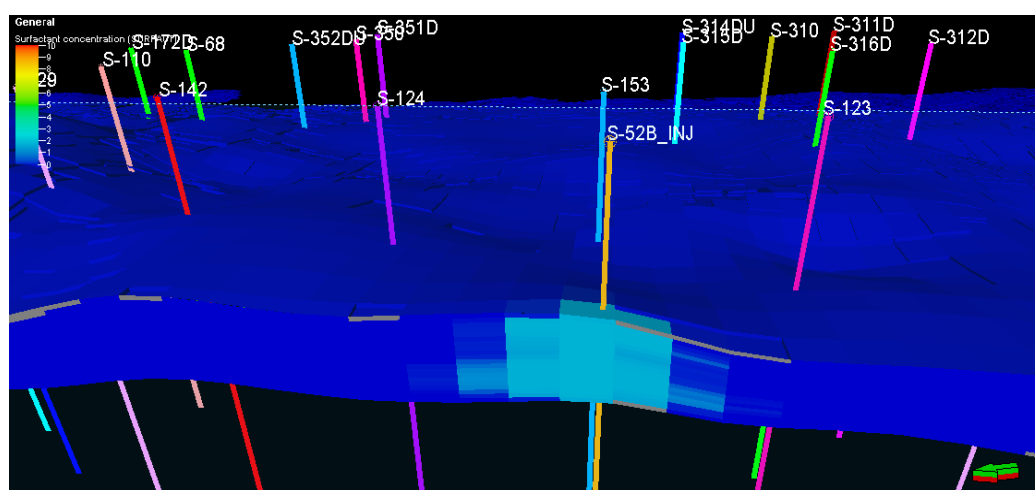


Figura 6-188: Concentración de Surfactante Escenario N°3 a)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

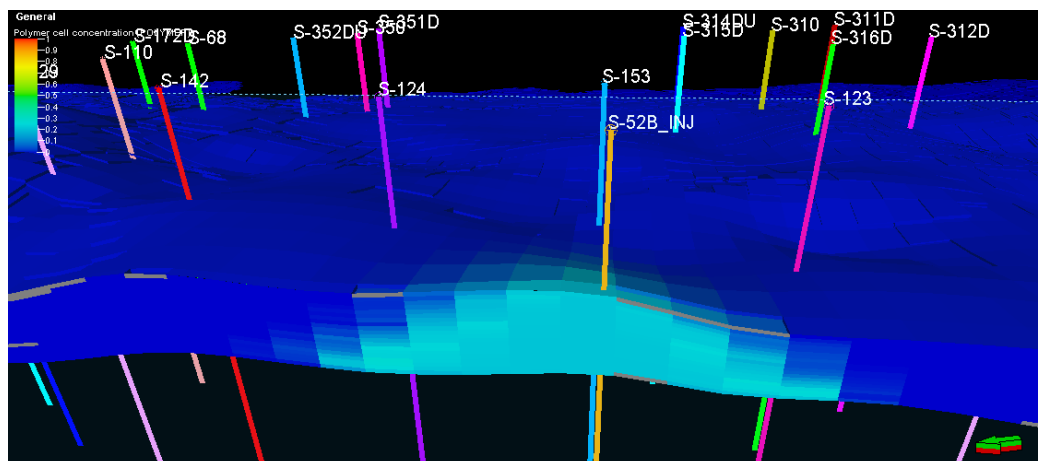


Figura 6-189: Concentración de Polímero Escenario N°3 a)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

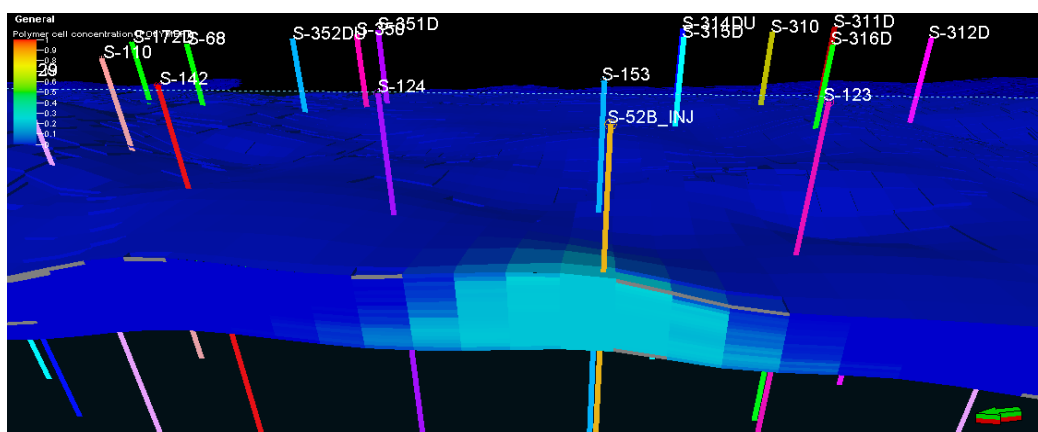


Figura 6-190: Concentración de Polímero Escenario N°3 a)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

6.1.3.2. Escenario N°3 b)

a. Tamaño de Bache

Como se puede ver en la figura 6-191, para el caso de inyección por baches de SUR_0-11_PLY_2-4 (0años- 11meses -surfactante y 2años- 4 meses- polímero), la tasa y acumulado de producción de petróleo es el más alto de los tres casos mostrados. En los otros dos tamaños de bache, el bache de polímero es más pequeño que en el caso de SUR_0-11_PLY_2-4. Entonces, mientras más grande es el bache de polímero, se obtuvieron mejores resultados.

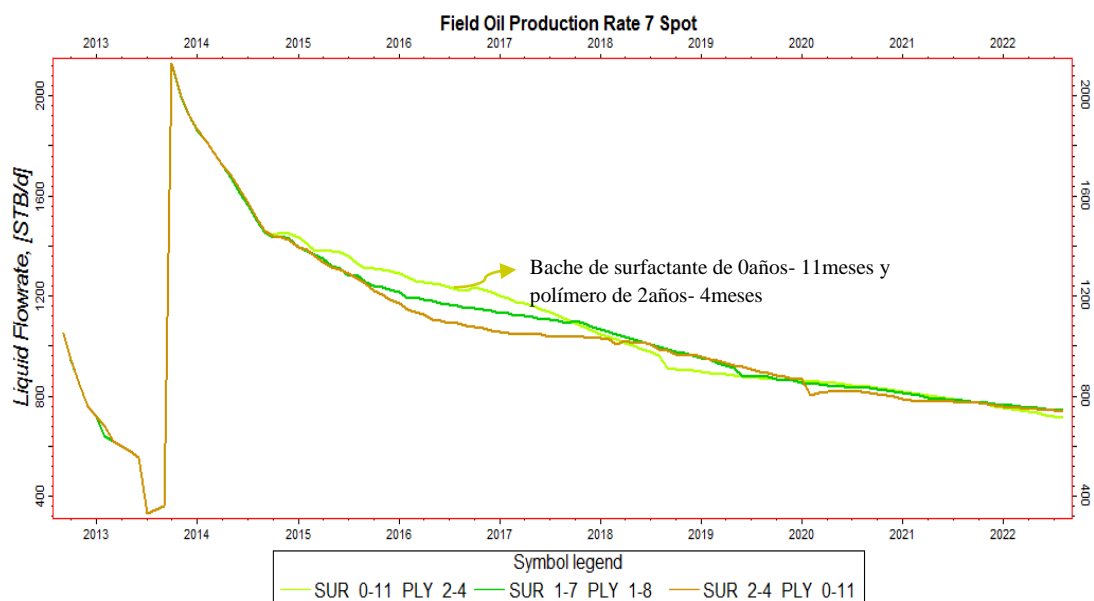


Figura 6-191: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de bache - Escenario N°3 b).

Como se puede ver en la figura 6-192 y tabla 6-37, para el tamaño de bache con el bache de surfactante más pequeño, SURF_0-11_PLY_2-4, la recuperación es la más alta de todos los casos, alrededor de 7'113589 BLS de petróleo, para los otros dos tamaños de bache (SURF_1-7_PLY_1-8 y SURF_2-4_PLY_0-11) la producción se reduce en 38602 y 62989 BLS de petróleo con respecto al caso inmediatamente anterior (tabla 6-37), y la cantidad de surfactante utilizada es considerablemente mayor.

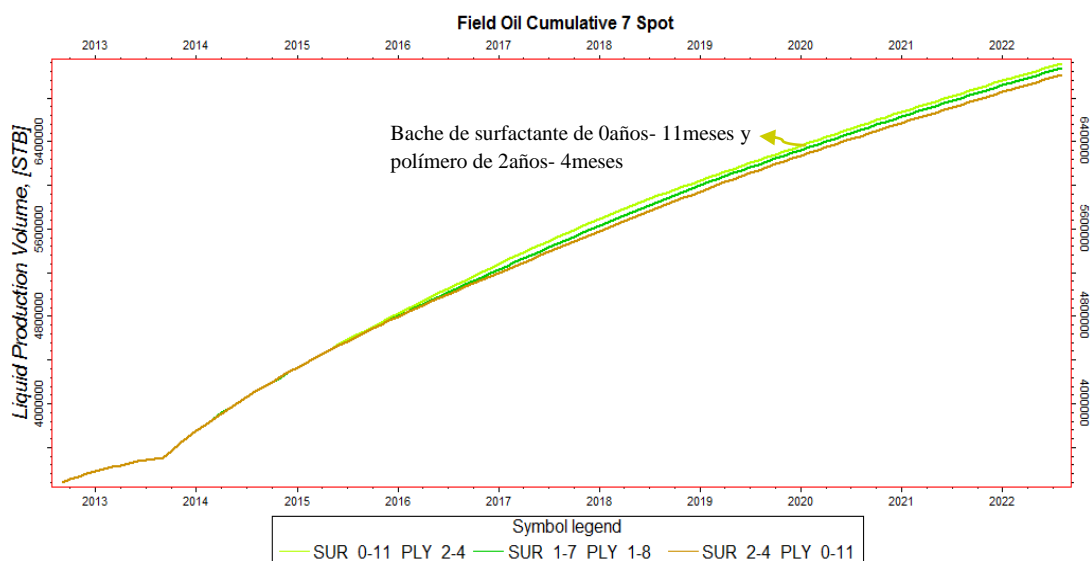


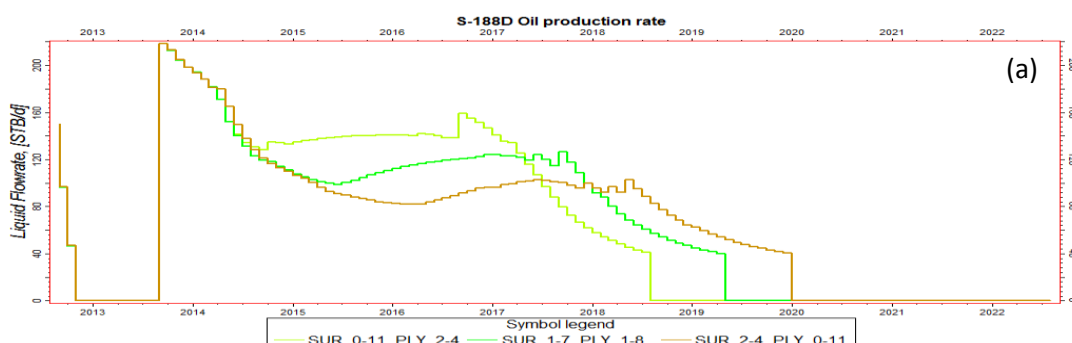
Figura 6-192: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Tiempo de Inyección de Baches S-P	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. De Petróleo
años-meses	BLS	BLS	BLS	BLS
-	3276296	0	-	-
<u>SURF 0-11_PLY 2-4</u>	<u>7113589</u>	<u>3837293</u>	<u>0</u>	<u>713.9</u>
SURF_1-7_PLY_1-8	7074987	3798691	-38602	741.8
SURF_2-4_PLY_0-11	7011998	3735702	-62989	737.9

Tabla 6-37: Tasa y Producción Acumulada de Producción de Petróleo-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Para tener una mejor perspectiva del comportamiento de la producción de petróleo de un pozo sometido a inyección de surfactante y polímero por baches S-P, en la figura 6-193, se presenta la tasa y acumulado de producción del pozo S-188D y en las figuras 6-194 para el pozo S-153.

Como se puede observar para el pozo S-188D, la tasa de producción de petróleo del caso SUR_0-11_PLY_2-4 presenta un incremento considerable al comienzo de la predicción, la cual declina más rápidamente que en los otros casos, esto debido a que la gran cantidad de polímero inyectado desplaza rápidamente el petróleo móvil de la arena y el obtenido por acción del surfactante, pero para los otros casos, el bache de polímero es más pequeño y el de surfactante más grande, por eso se extiende la vida productiva del pozo, pero en el acumulado de producción de petróleo, todos los casos presentan al final el mismo acumulado de petróleo, pero se debe tomar en cuenta que para un mismo tamaño de bache, la cantidad de surfactante consumido es siempre mucho más grande que la cantidad de polímero consumida, por eso los casos con un menor tamaño de bache de surfactante representan un mejor escenario en función de la cantidad de surfactante consumido.



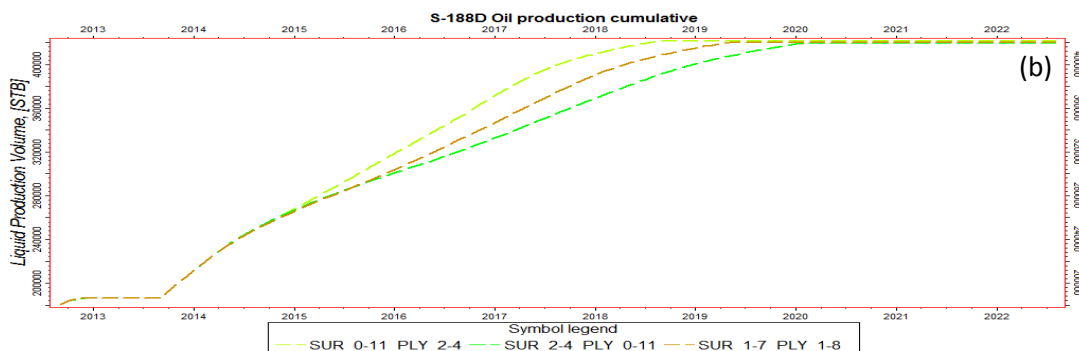


Figura 6-193: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D -Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Para el pozo S-153, siendo este uno de los pozos más alejados al inyector, con el caso SUR_0-11_PLY_2-4, se obtienen los mejores resultados, esto debido a que gran cantidad de polímero usado en este caso mantiene la presión de la zona, lo que hace que el petróleo móvil y el petróleo formado por acción del surfactante sea desplazado hasta el pozo productor logrando un buen incremento en la tasa y acumulado de producción de petróleo.

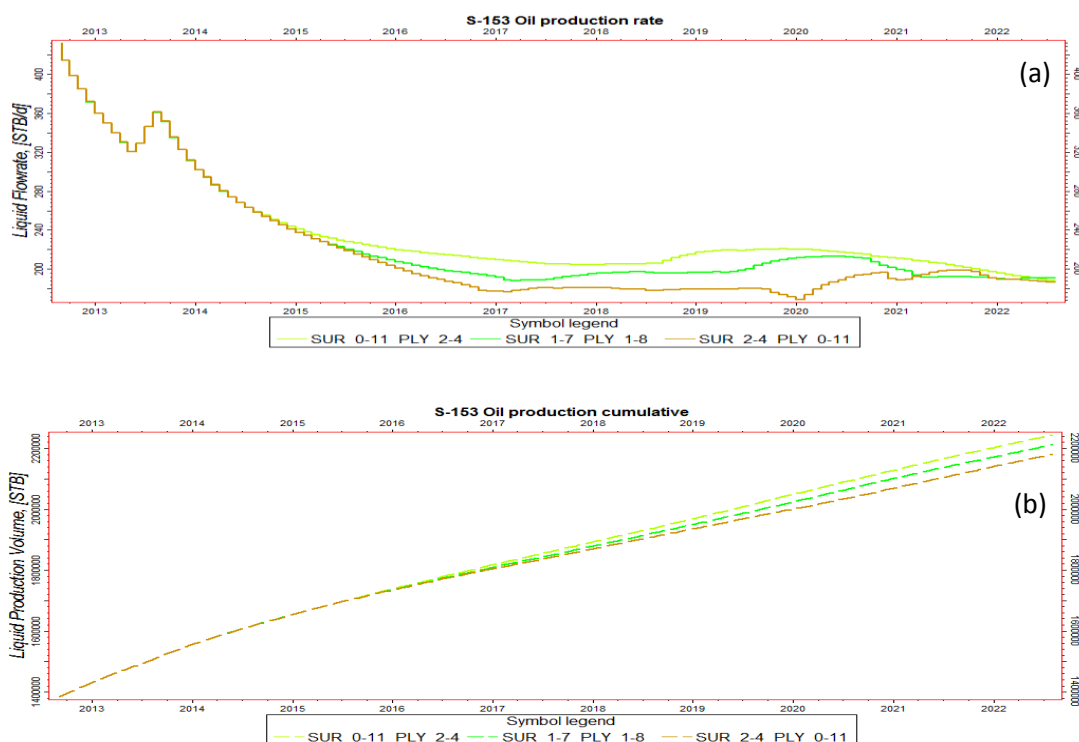


Figura 6-194: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Como se puede observar en la figura 6-195 y 6-196, para el caso del tamaño de bache de surfactante más grande y por ende el bache más pequeño de polímero, se obtienen

la producción de agua más grande de todos los casos, y para el caso con el tamaño de bache de polímero más grande se obtiene la menor tasa y acumulado de producción de agua.

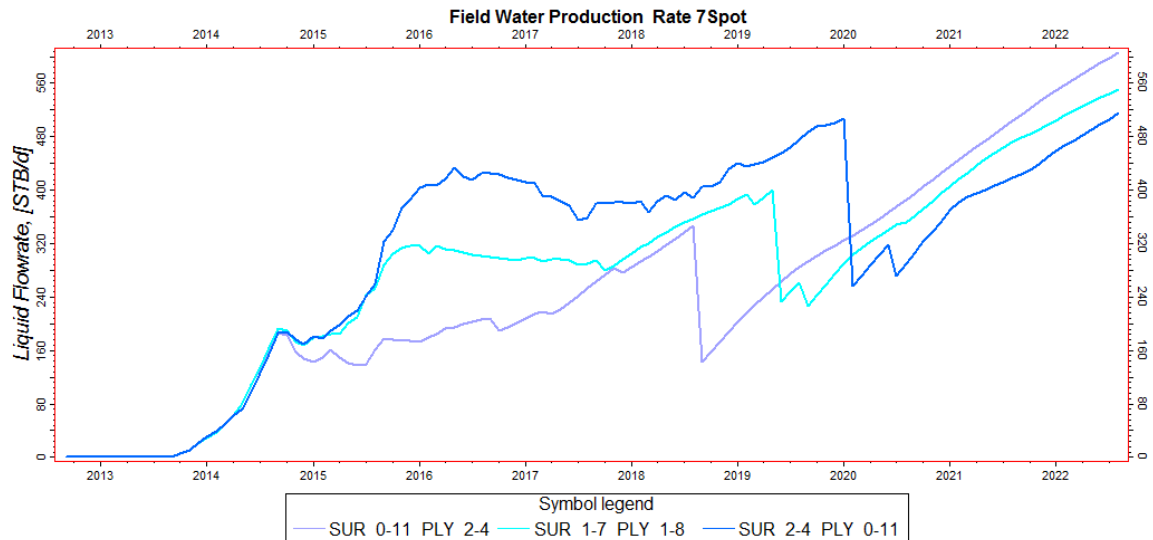


Figura 6-195: Tasa de Producción de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°3 b).

En la tabla 6-38 se muestra que conforme se incrementa el tamaño de bache de surfactante para todos los casos se incrementa la producción de agua, para el caso SURF_1-7_PLY_1-8 (1año- 7meses de polímero y 1año- 8meses de surfactante), se producen 96707 BLS de agua más que en el caso SURF_0-11_PLY_2-4, y para el caso SURF_2-4_PLY_0-11 con respecto al SURF_1-7_PLY_1-8, se producen 126703 BLS de agua más, esto debido a que el bache de polímero es mucho menor.

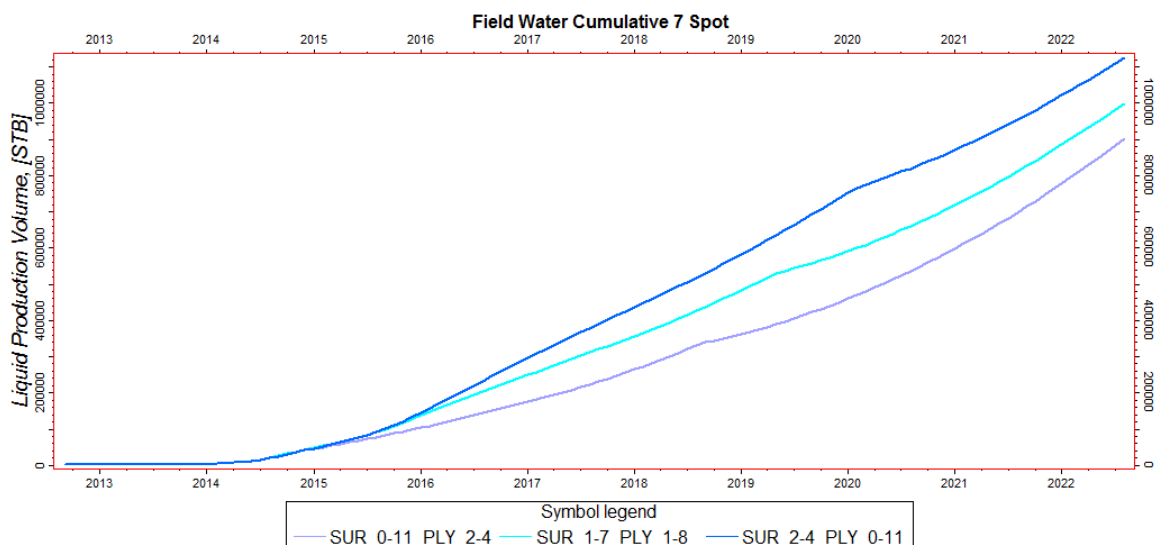


Figura 6-196: Producción Acumulada de Agua-Sensibilidad Tamaño de Bache- Escenario N°3 b).

Tiempo de Inyección de Baches S-P	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
años-meses	BLS	BLS	BLS	%
<u>SURF_0-11_PLY_2-4</u>	<u>901855</u>	<u>0</u>	<u>605.8</u>	<u>45.9</u>
<u>SURF_1-7_PLY_1-8</u>	998562	96707	550.4	42.6
<u>SURF_2-4_PLY_0-11</u>	1125264	126703	515.1	41.1

Tabla 6-38: Tasa y Acumulado de producción de agua Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

En la figura 6-197, la cantidad de polímero adsorbido es pequeña en comparación con la de surfactante, esto es resultado de la baja concentración de polímero que tiene el bache en comparación con la de surfactante, pero en porcentaje de polímero y surfactante adsorbido, el porcentaje de surfactante adsorbido va disminuyendo conforme se inyecta un bache más grande de este, al contrario ocurre con el polímero, en donde el porcentaje de polímero adsorbido es más grande para los casos con baches de polímero más grandes (tabla 6-39 y 6-40).

El porcentaje de surfactante producido crece a medida que se incrementa el tamaño de bache de surfactante, mientras que para el polímero mientras más grande es el tamaño de bache de este, el porcentaje producido de polímero es menor (figura 6-198 y tabla 6-39 y 6-40).

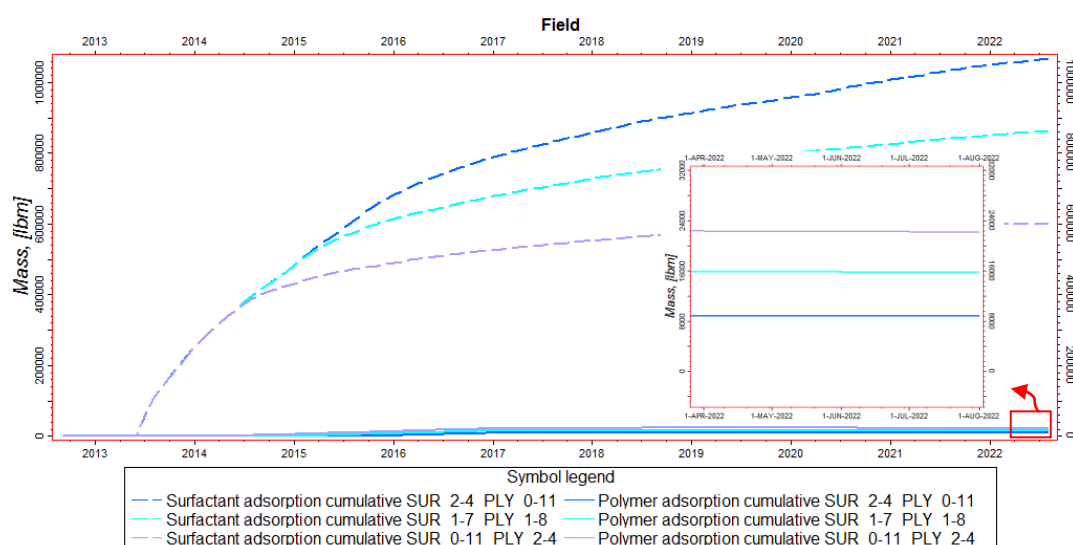


Figura 6-197: Adsorción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

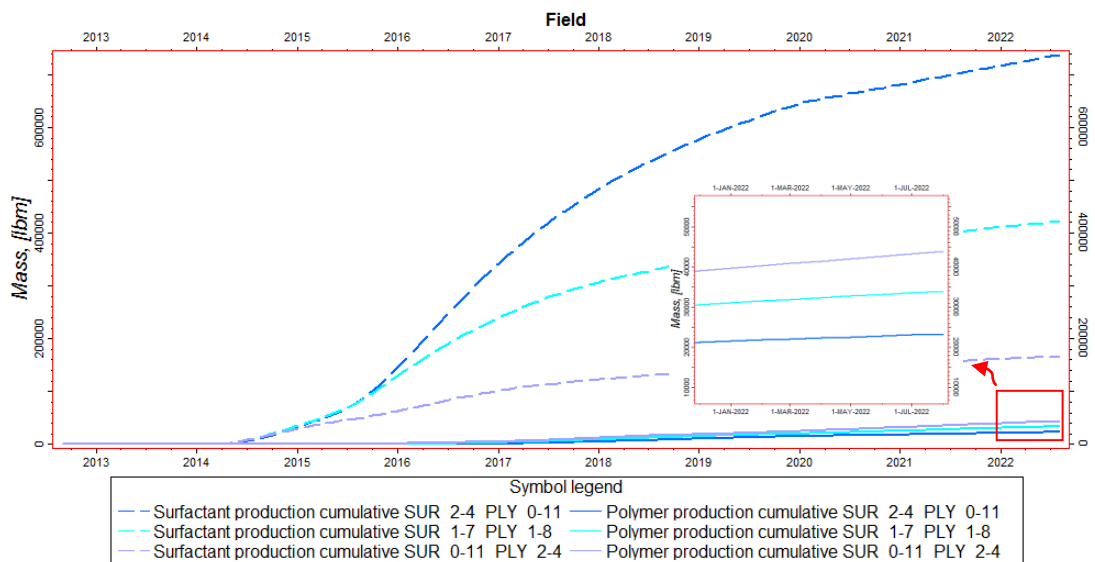


Figura 6-198: Producción Acumulada de Surfactante y polímero - Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Para el porcentaje de surfactante y polímero que se mantienen en solución al final de la simulación, el comportamiento es el mismo tanto para el polímero como para el surfactante, esto es mientras más grande es el tamaño de baches de estos, mayor es el porcentaje de los mismos que se mantiene en solución (figuras 6-199 y 6-200 y tabla 6-39 y 6-40).

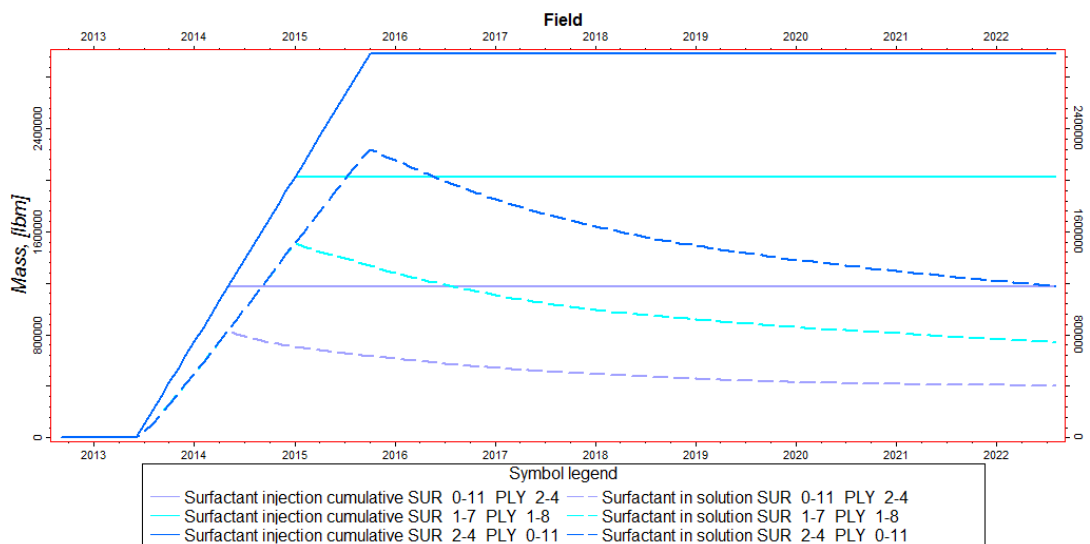


Figura 6-199: Surfactante en solución - Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

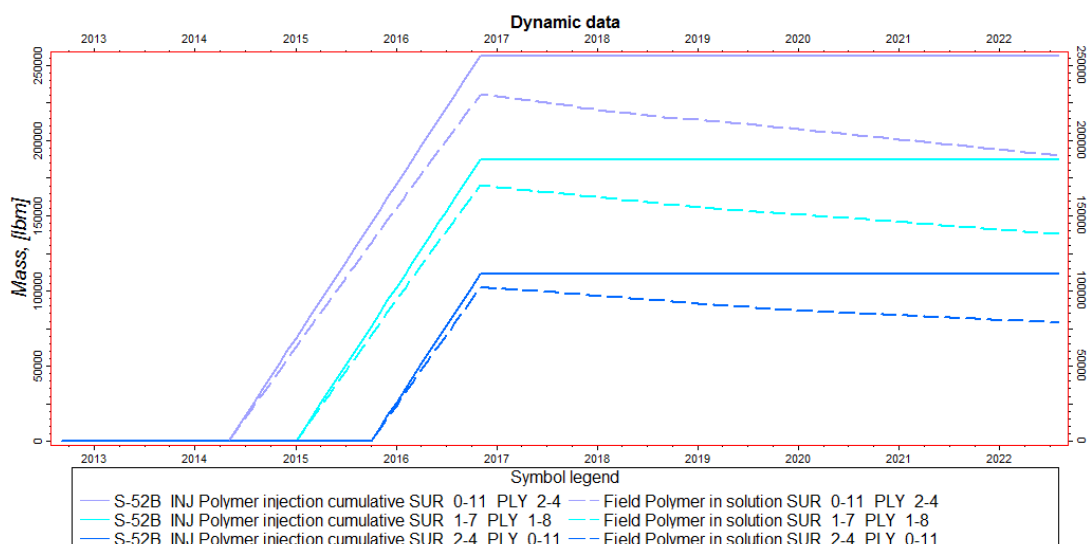


Figura 6-200: Polímero en solución - Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Tamaño de Bache S-P	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
<u>SURF 0-11 PLY 2-4</u>	<u>1169000</u>	<u>598316</u>	<u>166554</u>	<u>404129</u>
SURF_1-7_PLY_1-8	2026500	862437	422287	741775
SURF_2-4_PLY_0-11	2982000	1067620	737194	1177186

Tabla 6-39 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Tamaño de Bache S-P	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	%	%	%
<u>SURF 0-11 PLY 2-4</u>	<u>1169000</u>	<u>51.2</u>	<u>14.2</u>	<u>34.6</u>
SURF_1-7_PLY_1-8	2026500	42.6	20.8	36.6
SURF_2-4_PLY_0-11	2982000	35.8	24.7	39.5

Tabla 6-39 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Tamaño de Bache S-P	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
<u>SURF 0-11 PLY 2-4</u>	<u>256200</u>	<u>22184</u>	<u>43869</u>	<u>190156</u>
SURF_1-7_PLY_1-8	187600	15796	33991	137827
SURF_2-4_PLY_0-11	111160	8816	23386	78959

Tabla 6-40 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Tamaño de Bache S-P	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	%	%	%
<u>SURF_0-11_PLY_2-4</u>	<u>256200</u>	<u>8.7</u>	<u>17.1</u>	<u>74.2</u>
<u>SURF_1-7_PLY_1-8</u>	187600	8.4	18.1	73.5
<u>SURF_2-4_PLY_0-11</u>	111160	7.9	21.0	71.0

Tabla 6-40 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Tamaño de Bache - Escenario N°3 b).

Como se aprecia en la figura 6-201, la zona de color azul intenso es la zona afectada por el bache de surfactante, el cual ha actuado en su mayor parte en las celdas inferiores de la arena. La zona invadida por la inyección por baches de polímero y surfactante, presenta solo una parte con una gran disminución de la saturación de petróleo (figura 6-202), esto debido a dos factores, primero que el bache de surfactante es pequeño y que este se ha segregado a las capas inferiores en su mayoría (figura 6-203).

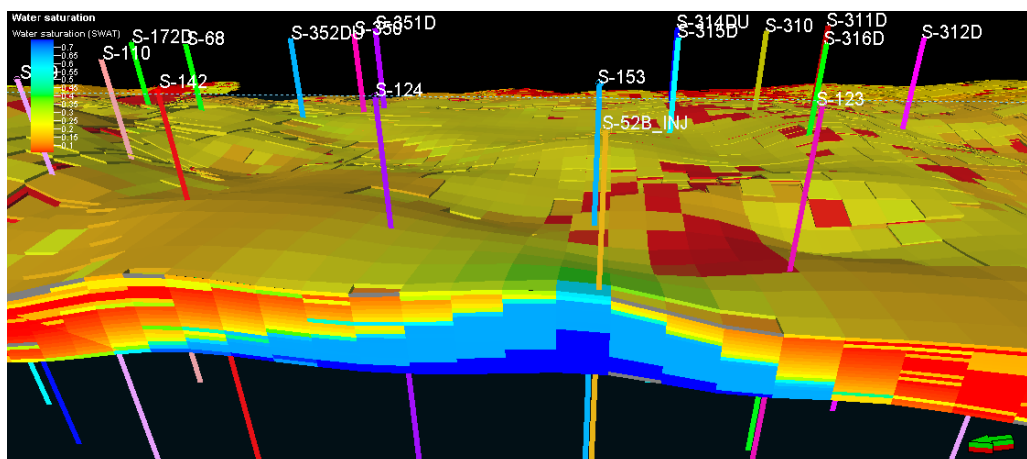
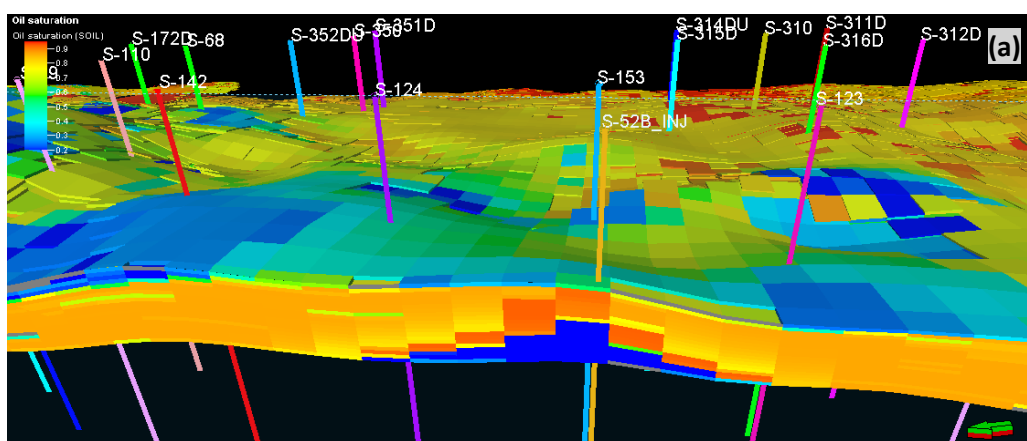


Figura 6-201: Perfil de Saturación de agua Escenario N°3 b) Tamaño de bache SURF_0-11_PLY_2-4 -(corte en sección)- 01/08/2002.



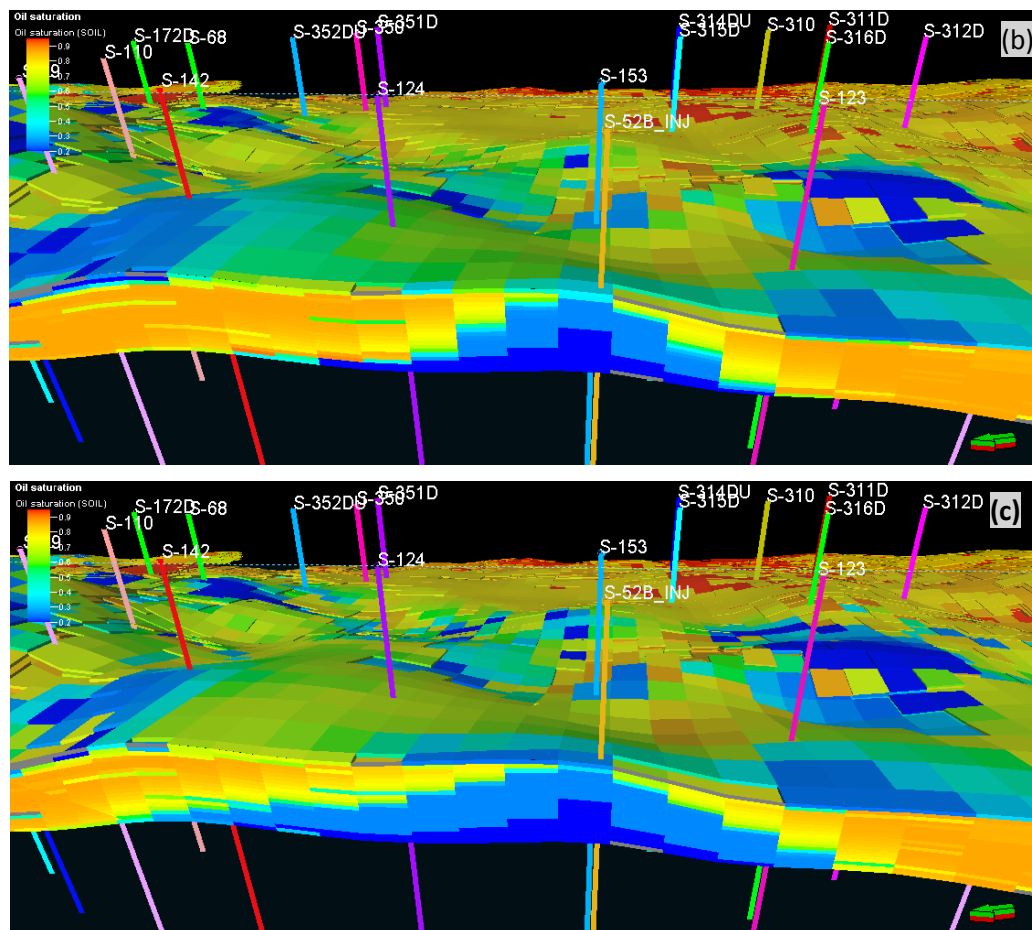
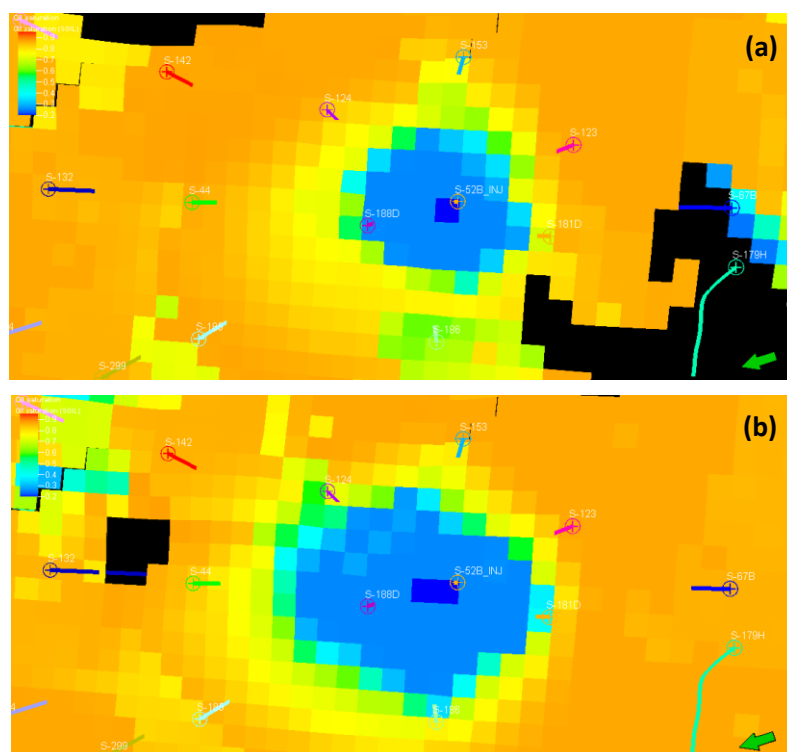


Figura 6-202: Perfil de Saturación de petróleo Escenario N°3 b)- Tamaño de bache SURF_0-11_PLY_2-4 (corte en sección) - 01/05/2014 (a) 01/09/2016 (b) 01/08/2022 (c).



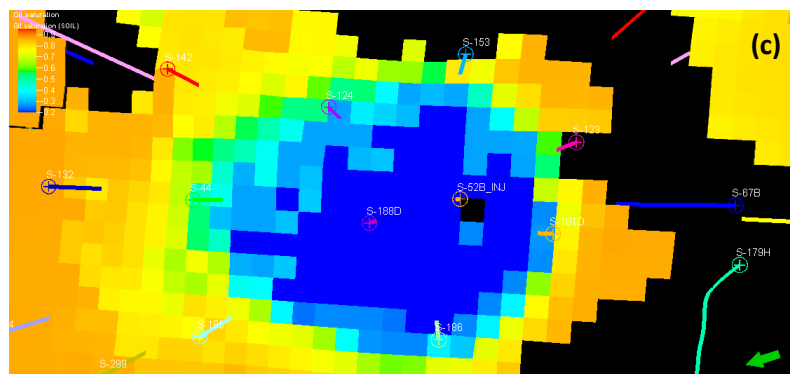


Figura 6-203: Saturación de petróleo- Escenario N°3 b)- Tamaño de bache - (vista superior-capa N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.

b. Concentración

La diferencia en la tasa de petróleo para el caso en el que se ha aumentado la concentración de polímero, CSURF 1.75 PLY 0.21, con respecto al caso CSURF 1.75 PLY 0.14, es bastante grande como se puede ver en la figura 6-204, mientras que para el caso en que se ha aumentado tanto la concentración de polímero y surfactante CSURF_1.75_PLY_0.21, el aumento en la tasa de petróleo no es muy significativo si tomamos en cuenta la cantidad adicional de surfactante que se consume con respecto al caso de CSURF_1.75_PLY_0.21.

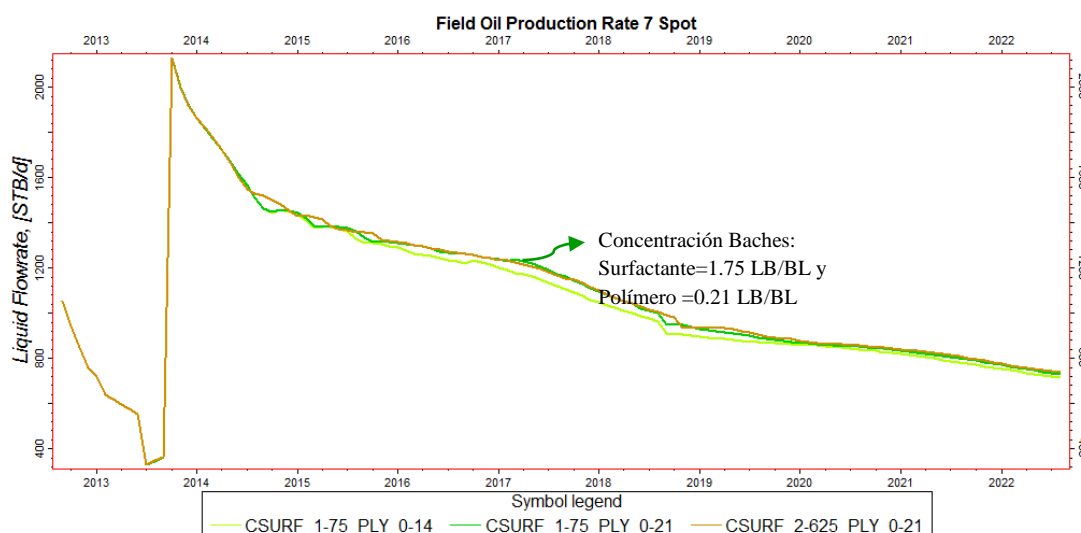


Figura 6-204: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Como se puede ver en la figura 6-205 y tabla 6-41, para el caso en el que se ha aumentado la concentración de polímero, CSURF 1.75 PLY 0.21, con respecto al caso CSURF 1.75 PLY 0.14, se obtienen 73647 BLS adicionales de petróleo para

el caso con mayor concentración de polímero. Comparando el caso en el que se ha aumentado la concentración de polímero, CSURF 1.75 PLY 0.21, con el caso en que se ha aumentado tanto la concentración de polímero y la de surfactante, CSURF 2.625 PLY 0.21, el petróleo adicional obtenido con el caso en que se ha aumentado también la concentración de surfactante es de tan solo 16270 BLS, por lo tanto el caso optimo sería el que se aumento solo la concentración de polímero, CSURF 1.75 PLY 0.21.

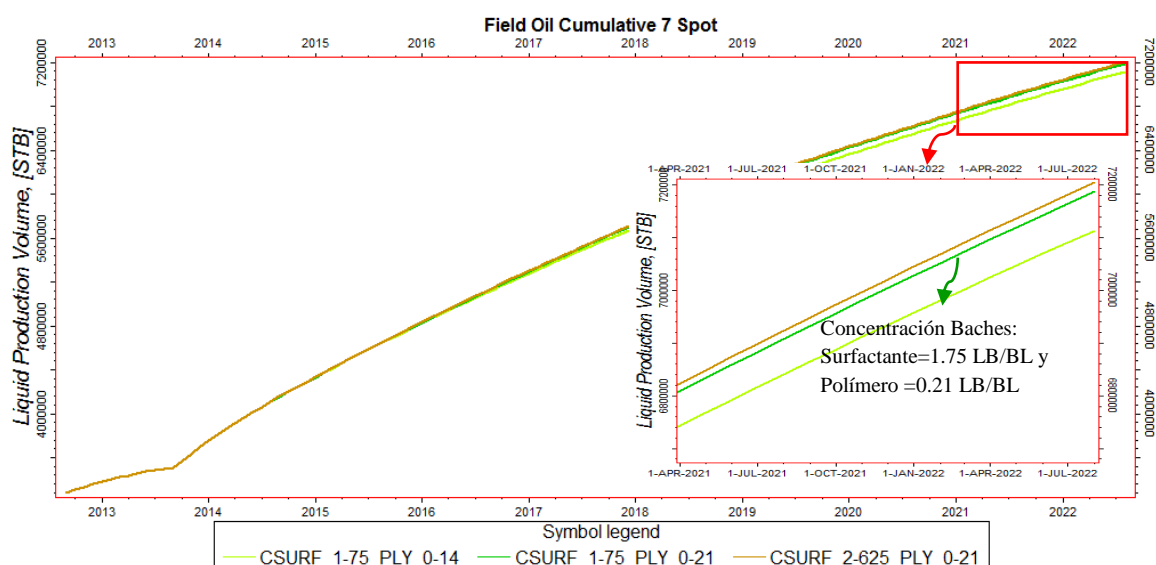


Figura 6-205: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Concentración Baches S-P	Producción Acumulada de Petróleo	Producción Adicional Total	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. De Petróleo
años-meses	BLS	BLS	BLS	BLS
-	3276296	0	-	-
CSURF 1.75 PLY 0.14	7113589	3837293	0	713.9
<u>CSURF 1.75 PLY 0.21</u>	<u>7187236</u>	<u>3910940</u>	<u>73647</u>	<u>729.5</u>
CSURF 2.625 PLY 0.21	7205170	3928874	17934	739.4

Tabla 6-41: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 b).

En las figuras 6-206, se presentan la tasa y acumulado de producción para el pozo S-188D, en donde para el caso que tiene una baja concentración de polímero, CSURF_1.75_PLY_0.14, se obtiene la menor producción de petróleo de todos los casos. Por otro lado comparando los casos con una misma concentración de polímero y diferente concentración de surfactante, se pudo ver que el caso que tiene mayor concentración de surfactante, CSURF_2.625_PLY_0.21, presenta

solo un pequeño aumento en el acumulado de petróleo en comparación con el caso que tiene menor concentración de surfactante, CSURF_1.75_PLY_0.21.

En la figura 6-206, para el pozo S-153, con el caso de menor concentración de polímero y surfactante (CSURF_1.75_PLY_0.14), se obtiene la más baja producción de petróleo, para el caso en que se ha mantenido la concentración de surfactante y se ha aumentado la de polímero (CSURF_1.75_PLY_0.21), se obtiene la producción más alta de los tres casos. Mientras que para el caso en que se ha aumentado tanto la concentración de polímero y la surfactante (CSURF_2.625_PLY_0.21), se obtiene incluso una menor producción que en el caso en que solo se aumento la concentración de polímero.

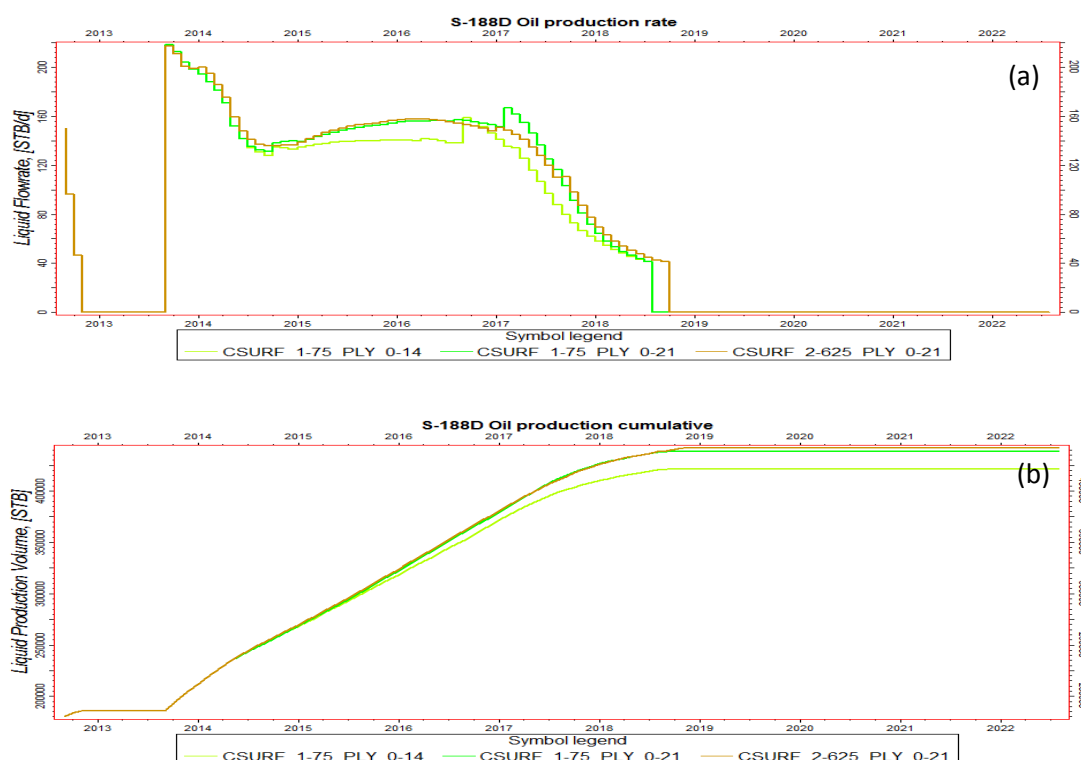
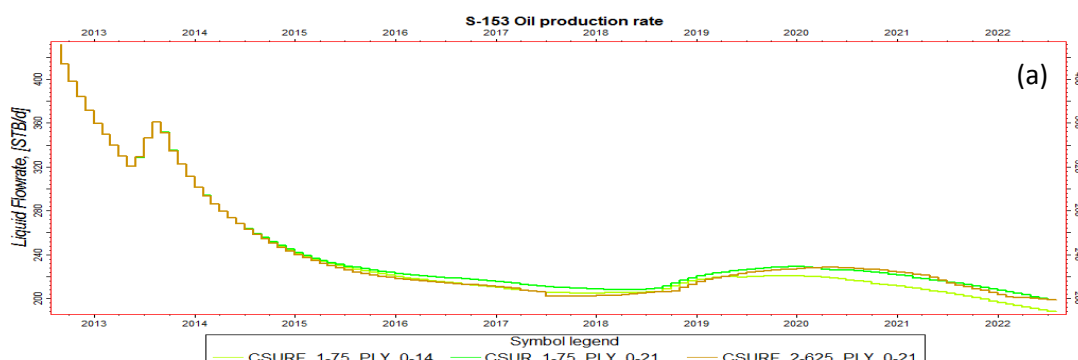


Figura 6-206: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).



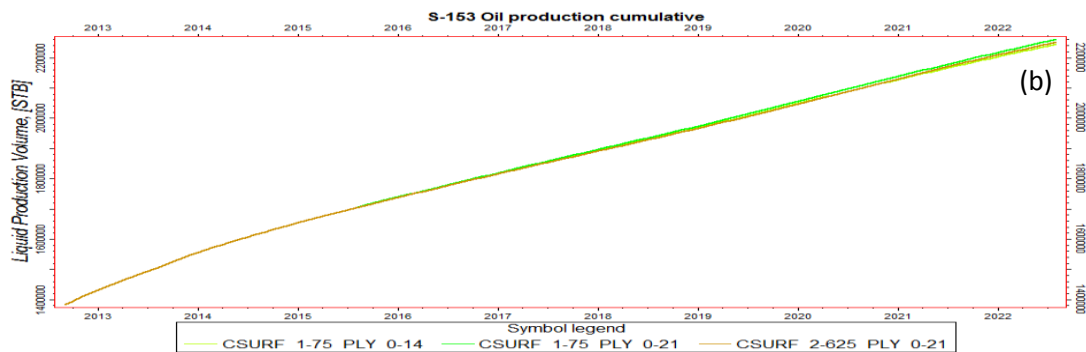


Figura 6-207: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

Como se muestra en la figura 6-208, la tasa de producción de agua aumenta conforme aumenta la concentración de surfactante, y disminuye con el aumento de la concentración de polímero para cada caso. Por eso, para el caso CSURF_1.75_PLY_0.21, se obtiene la menor producción acumulada de agua de los tres casos.

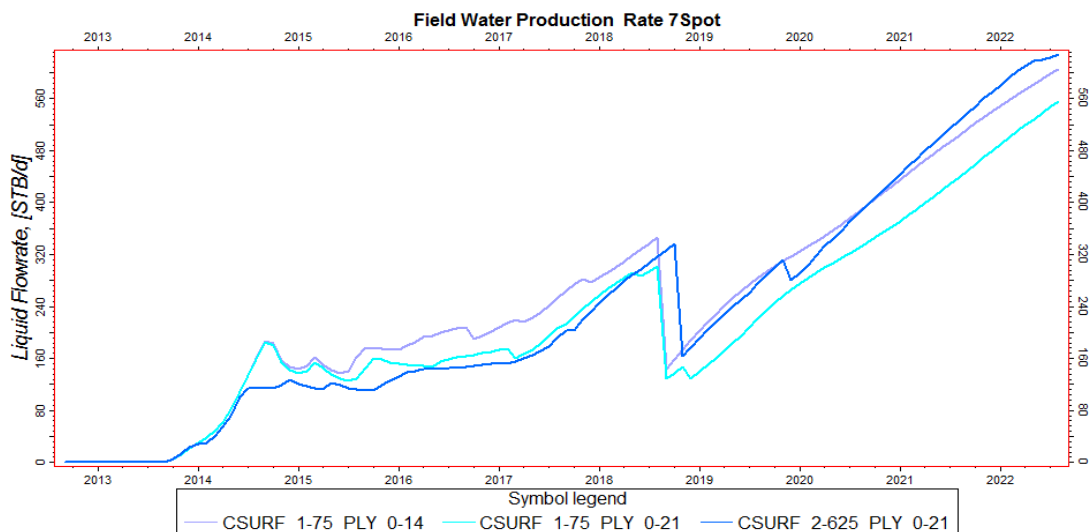


Figura 6-208: Tasa de Producción de Agua -Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Como se muestra en la tabla 6-42, para el caso en que se ha aumentado la concentración de polímero, CSURF_1.75_PLY_0.21, se obtienen 125223 BLS de agua menos que para el caso en que se tiene baja concentración de polímero, CSURF_1.75_PLY_0.14, mientras que con el caso en que se ha aumentado tanto la concentración de polímero como la de surfactante, se obtienen 71869 BLS más de agua que para el caso en el que solo se ha aumentado la concentración de polímero, CSURF_1.75_PLY_0.21.

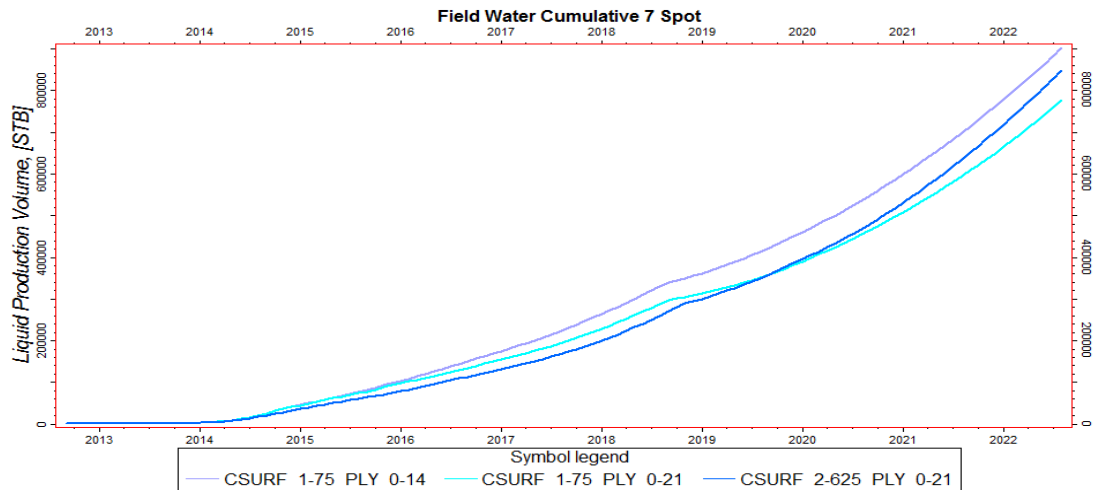
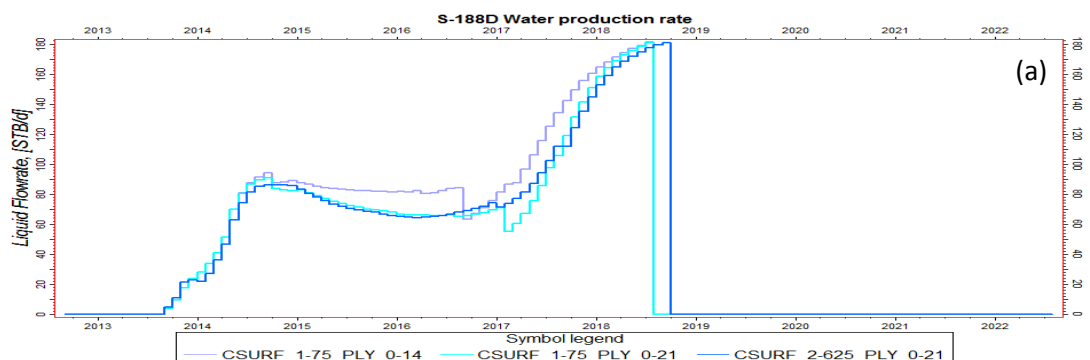


Figura 6-209: Producción Acumulada de Agua -Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Concentración Baches S-P	Producción Acumulada de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua Casos	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
LB/BL	BLS	BLS	BLS	%
CSURF 1.75 PLY 0.14	901855	0	605.8	45.9
CSURF 1.75 PLY 0.21	776632	-125223	555.9	43.2
CSURF 2.625 PLY 0.21	848501	71869	627.8	45.9

Tabla 6-42: Tasa y acumulado de producción de agua Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 a).

De la misma manera que ocurre con la producción de agua total de todos los pozos del arreglo 7spot (figura 6-208 y 6-28), para el pozo S-188D y S-153 ocurre que a mayor concentración de polímero se produce una menor cantidad de agua y para el caso con mayor concentración de surfactante, se produce una mayor cantidad de agua (figuras 6-210 y 6-211).



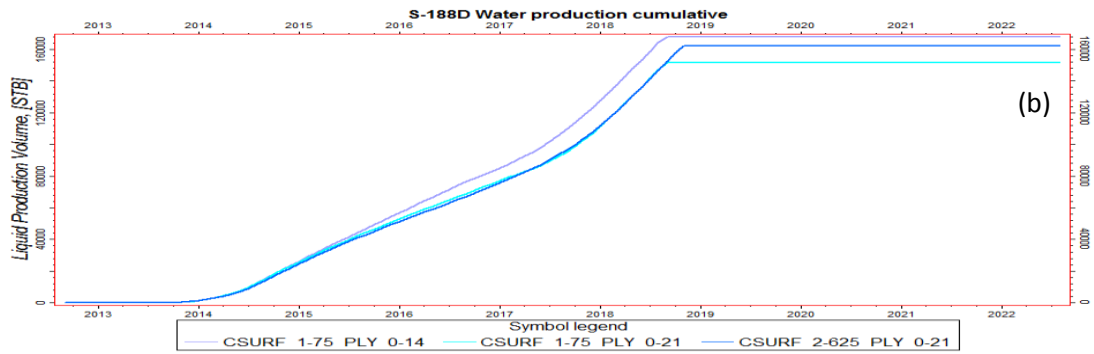


Figura 6-210: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

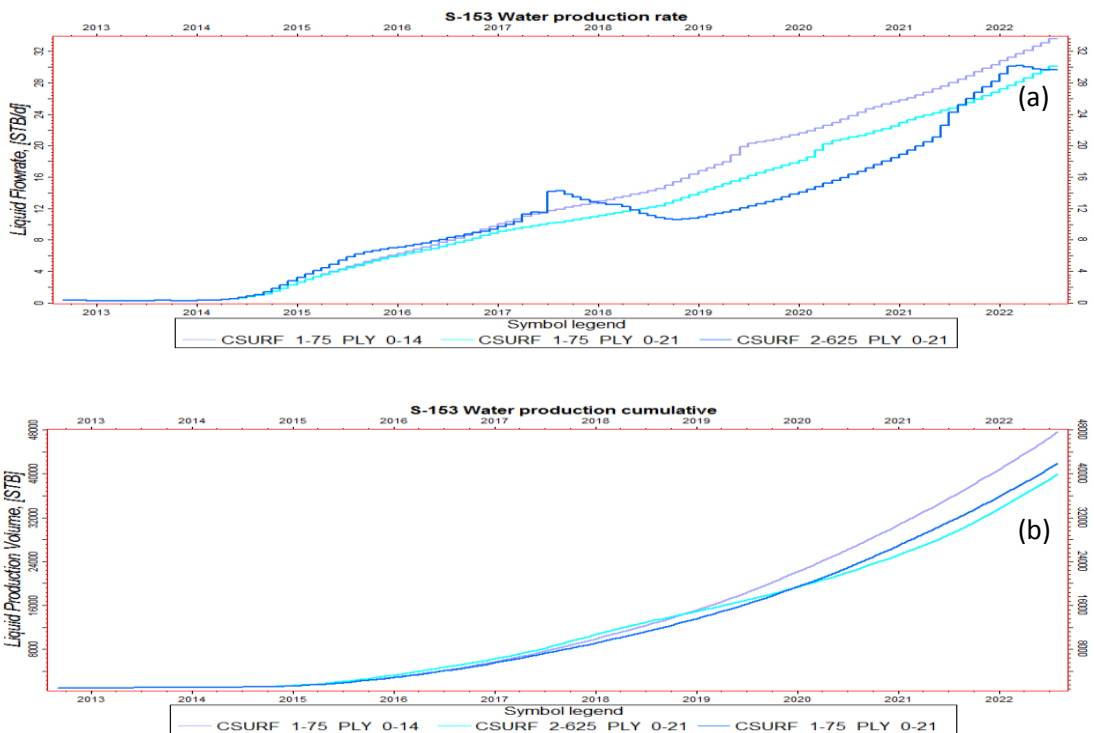


Figura 6-211: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Como se puede ver en la figura 6-212, la cantidad de surfactante y polímero adsorbido, aumenta conforme crece la concentración de los mismos, pero para los casos con igual concentración de surfactante, cuando se tiene una mayor concentración de polímero, la adsorción de surfactante disminuye aunque en pequeña proporción.

Ciertamente a mayor concentración de polímero y surfactante, se produce una mayor cantidad de los mismos, pero debido al efecto del polímero sobre la producción de agua, para una misma concentración de surfactante, se produce

una mayor cantidad de este cuando se tiene una menor concentración de polímero y viceversa (figura 6-213).

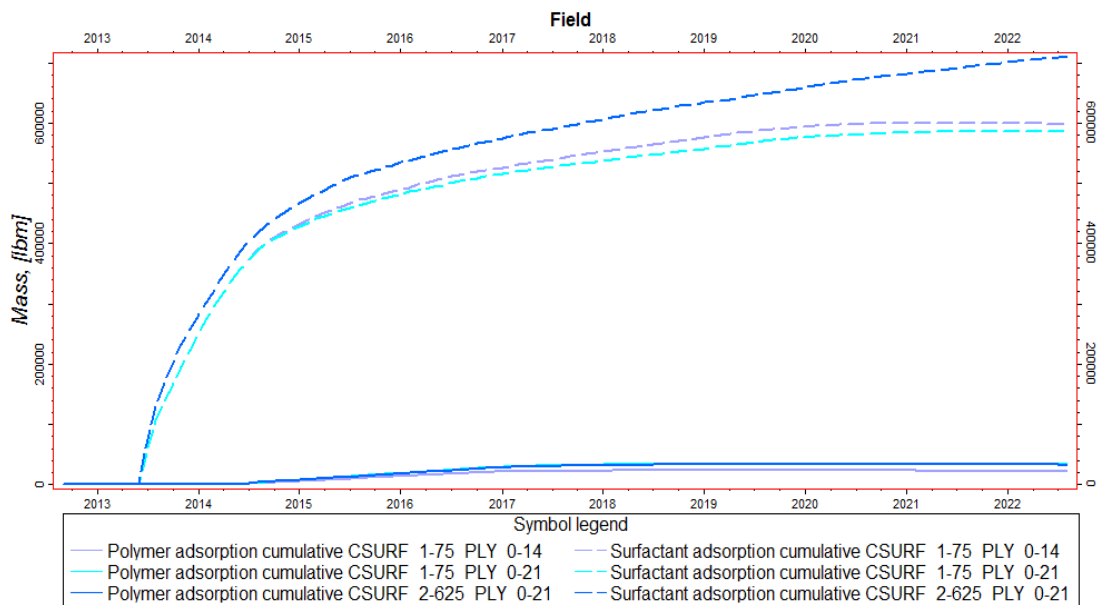


Figura 6-212: Adsorción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

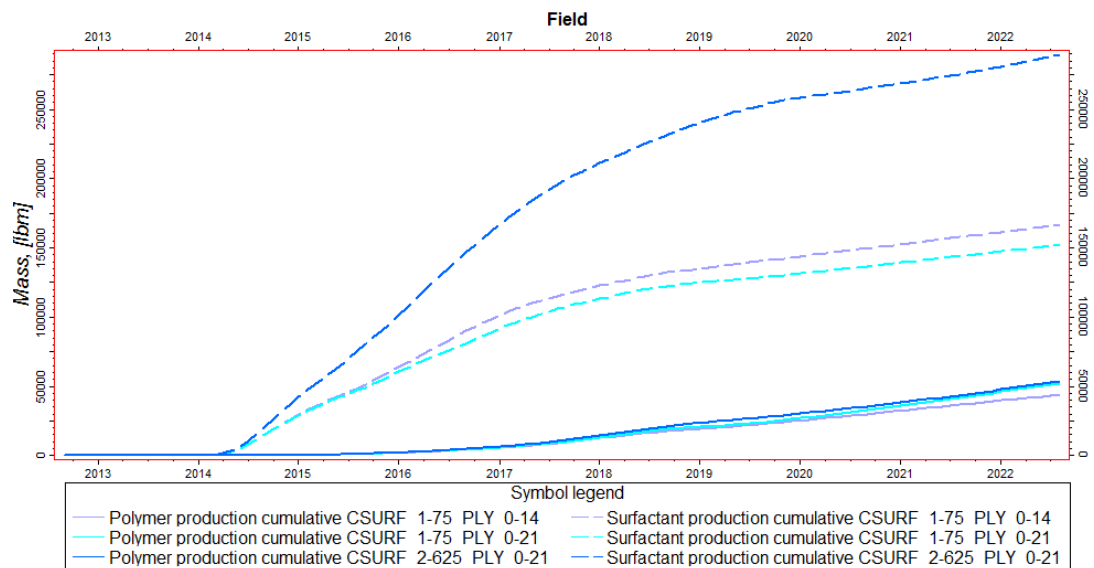


Figura 6-213: Producción Acumulada de Surfactante y Polímero- Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Como se puede ver en la figura 6-214 y 6-215, la cantidad de surfactante en solución en relación a la cantidad de surfactante total inyectado, se ha reducido bastante hasta llegar a 43.1% para el caso más bajo, mientras que para el

polímero, la cantidad de este que se mantiene en solución es todavía considerable, alrededor del 74.2% para el caso más bajo (tabla 6-43 y 6-44).

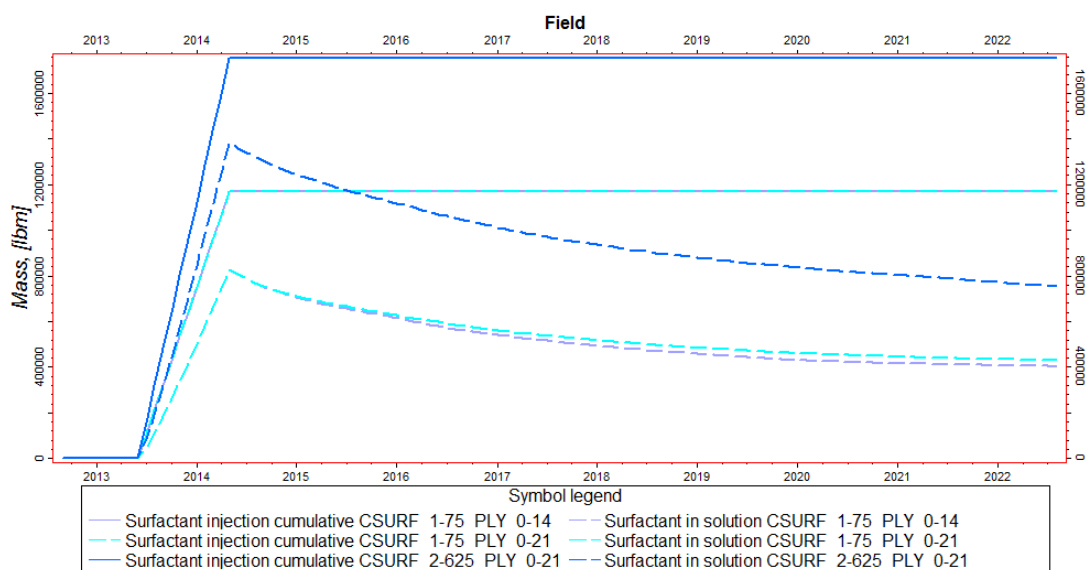


Figura 6-214: Surfactante en solución - Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 b).

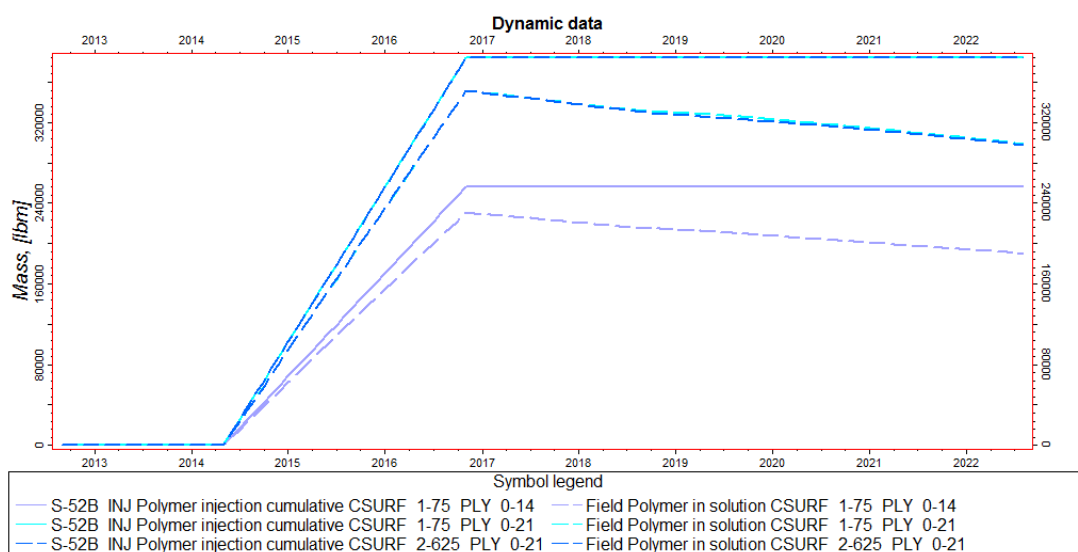


Figura 6-215: Polímero en solución - Sensibilidad Concentración- Escenario N°3 b).

Concentración Baches S-P	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
CSURF 1.75 PLY 0.14	1169000	598316	166554	404129
<u>CSURF 1.75 PLY 0.21</u>	<u>1169000</u>	<u>586794</u>	<u>152206</u>	<u>429999</u>
CSURF 2.625 PLY 0.21	1753500	709037	289442	755020

Tabla 6-43 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Concentración Baches S-P	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
LB/BL	LB	%	%	%
CSURF 1.75 PLY 0.14	1169000	51.2	14.2	34.6
CSURF 1.75 PLY 0.21	1169000	50.2	13.0	36.8
CSURF 2.625 PLY 0.21	1753500	40.4	16.5	43.1

Tabla 6-43 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Concentración Baches S-P	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	LB	LB	LB
CSURF 1.75 PLY 0.14	256200	22184	43869	190156
CSURF 1.75 PLY 0.21	384300	33099	52202	299011
CSURF 2.625 PLY 0.21	384300	32703	53506	298101

Tabla 6-44 a): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Concentración Baches S-P	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
LB/BL	LB	%	%	%
CSURF 1.75 PLY 0.14	256200	8.7	17.1	74.2
CSURF 1.75 PLY 0.21	384300	8.6	13.6	77.8
CSURF 2.625 PLY 0.21	384300	8.5	13.9	77.6

Tabla 6-44 b): Mediciones de la solución de surfactante-Sensibilidad Concentración - Escenario N°3 b).

Como se puede ver en las figura 6-216, la zona invadida por la inyección de baches de surfactante y polímero, presenta dos zonas bien definidas. La zona de color azul intenso que es la zona que ha sido afectada por el surfactante (zona con alta saturación de agua >90%) y la zona de color azul claro (zona con saturación de agua del 40 -65%) donde el surfactante no ha llegado o no ha actuado. Si comparamos este caso con el caso de inyección de la solución SP, donde el surfactante y el polímero se inyectan juntos, se puede ver que la zona en la que ha actuado el surfactante para este caso, es mucho menor que para el caso de la solución SP, ya que en el caso de la solución SP, toda la zona invadida ha sido afectada por el surfactante (ver Escenario N° 3 a)).

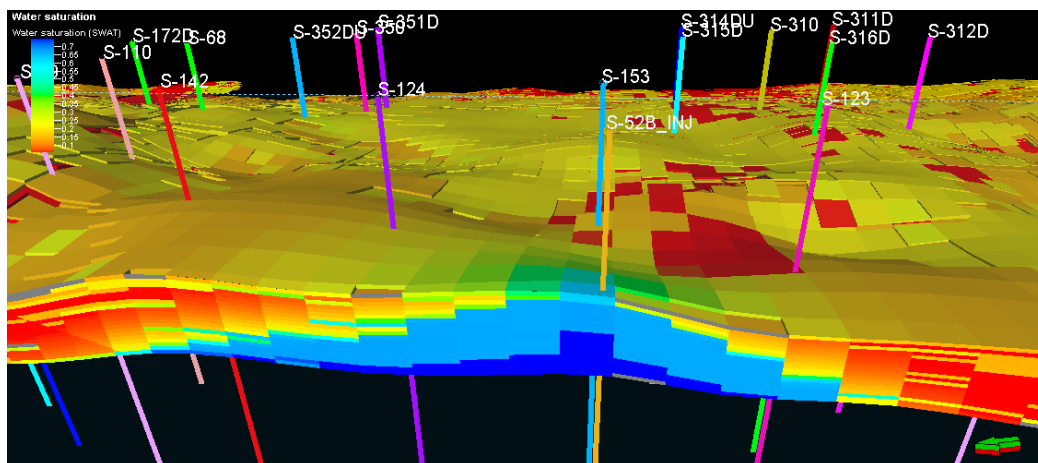
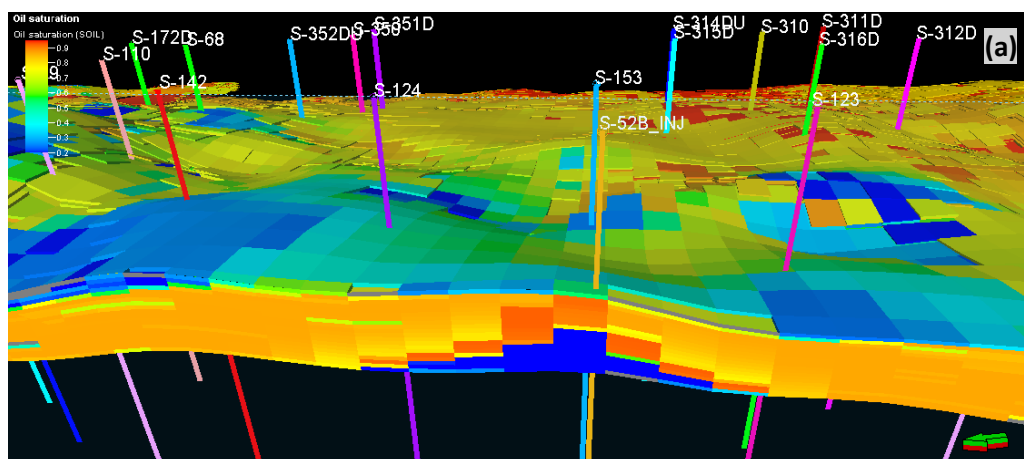


Figura 6-216: Perfil de Saturación de agua- Escenario N°3 b) - 01/08/2022.

Al igual que en el caso de la solución SP y el caso de inyección de surfactantes, el surfactante inyectado actúa formando un frente de petróleo, el cual es luego empujado por el bache de polímero y bache de empuje de agua, pero como se puede ver en la figura 6-217 (a) y (b), la zona afectada por el surfactante es pequeña en comparación a la zona total invadida, esto es debido a que el bache de surfactante es pequeño y que este no invade la zona de manera homogénea, entonces la zona afectada por el surfactante es solo una parte de la zona total invadida por los baches S-P (figura 6-217 (c)).



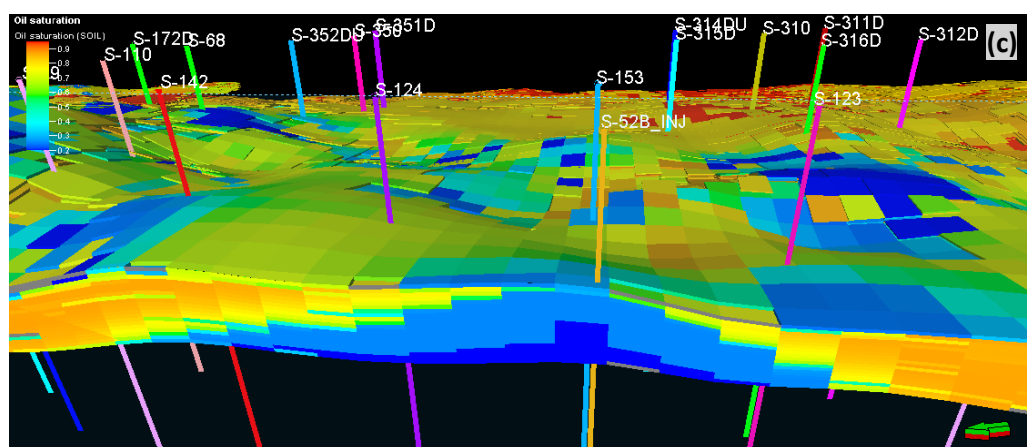
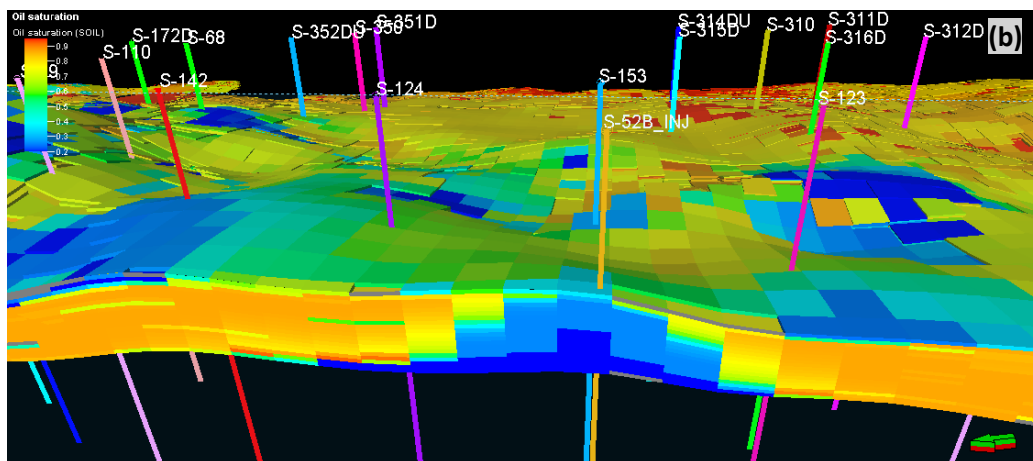
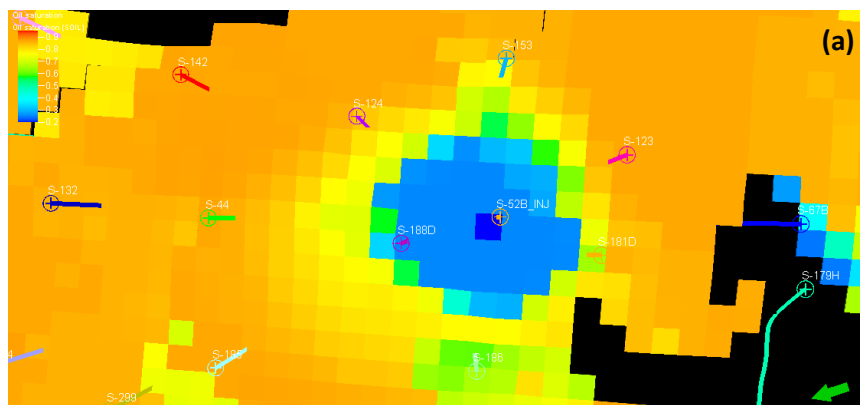


Figura 6-217: Perfil de Saturación de petróleo Escenario N°3 b)- (corte en sección) - 01/05/2014 (a), 01/09/2016 (b) y 01/08/2022 (c).

En la figura 6-218, se puede ver que en las capas superiores la zona total invadida es más pequeña que en las capas inferiores, además se puede ver que la zona afectada por el surfactante siempre es menor que la zona total invadida por la inyección de baches S-P.



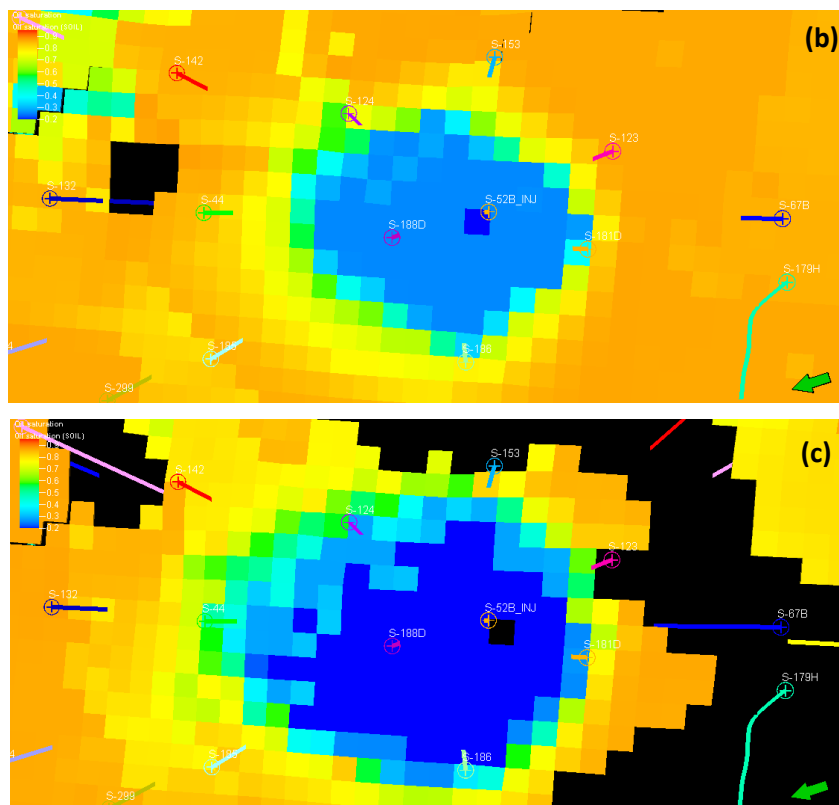


Figura 6-218: Saturación de petróleo- Escenario N°3 b)- CSURF_1.75_PLY_0.21- (vista superior-capas N°10(a), N°15(b) y N°20(c))- 01/08/2022.

c. Adsorción

Como se puede ver en la figura 6-219, la diferencia en cantidad de polímero y surfactante adsorbido es bastante grande entre el caso de moderada adsorción y baja adsorción. En presencia de una moderada adsorción, el porcentaje de polímero y surfactante adsorbido llega a ser del 42.3% y 95.8 % respectivamente, mientras que para el caso de baja adsorción el porcentaje de polímero y surfactante adsorbido es tan bajo como 8.6% y 50.2% respectivamente (ver tabla 6-45).

La diferencia en porcentaje de surfactante producido entre el caso de baja y moderada adsorción es bastante grande, ya que para una moderada adsorción, el porcentaje de surfactante producido es tan bajo como 0.03%, mientras que para el caso de baja adsorción es del 13%. Para el polímero, la diferencia en el porcentaje de polímero producido entre una baja y moderada adsorción no es muy grande, ya que para una moderada y baja adsorción se produce 9.9% y 13.6% del polímero total inyectado respectivamente (figura 6-220).

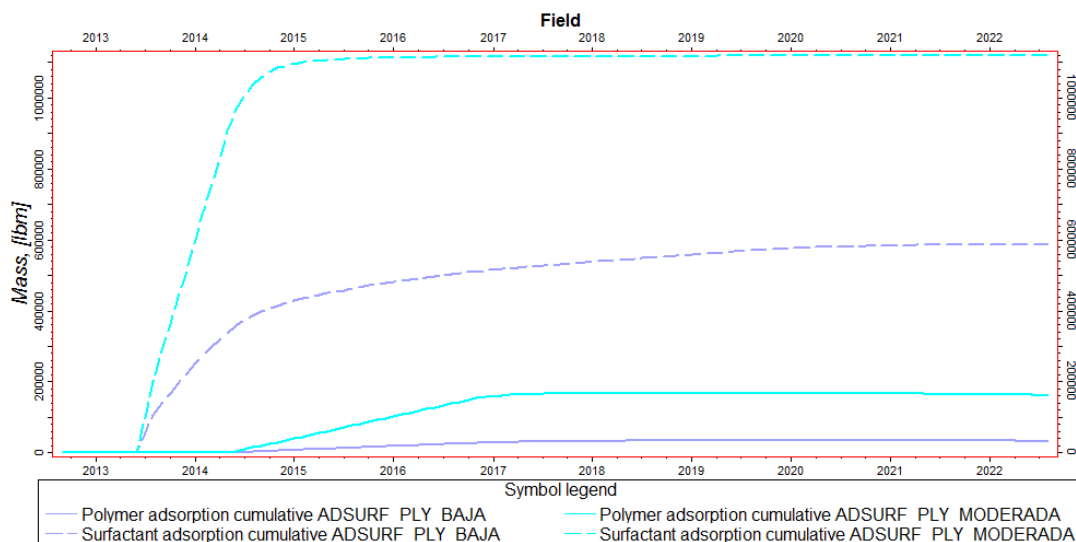


Figura 6-219: Adsorción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

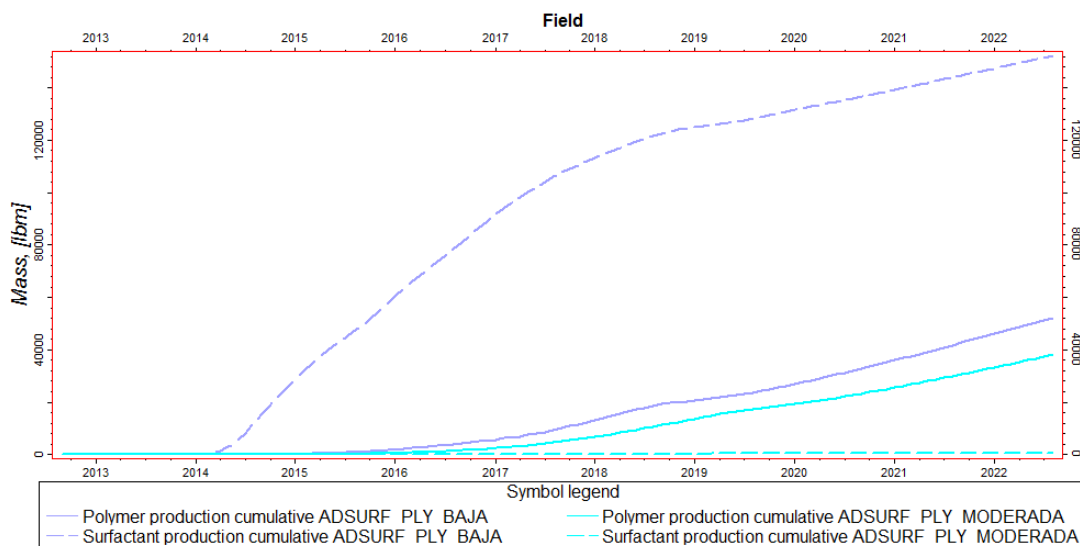


Figura 6-220: Producción Acumulada de Surfactante y Polímero-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Como se observa en la figura 6-221 y 6-222, la cantidad de surfactante que permanece en solución es bastante pequeña en comparación a la cantidad de surfactante inyectado, por eso el porcentaje de este que permanece en solución para el caso de baja y moderada adsorción es del orden del 36.8% y 4.2%, mientras que el porcentaje de polímero que permanece en solución para el caso de baja y moderada adsorción es tan alto como del 77.8% y 47.8% respectivamente (tabla 6-45 y 6-46).

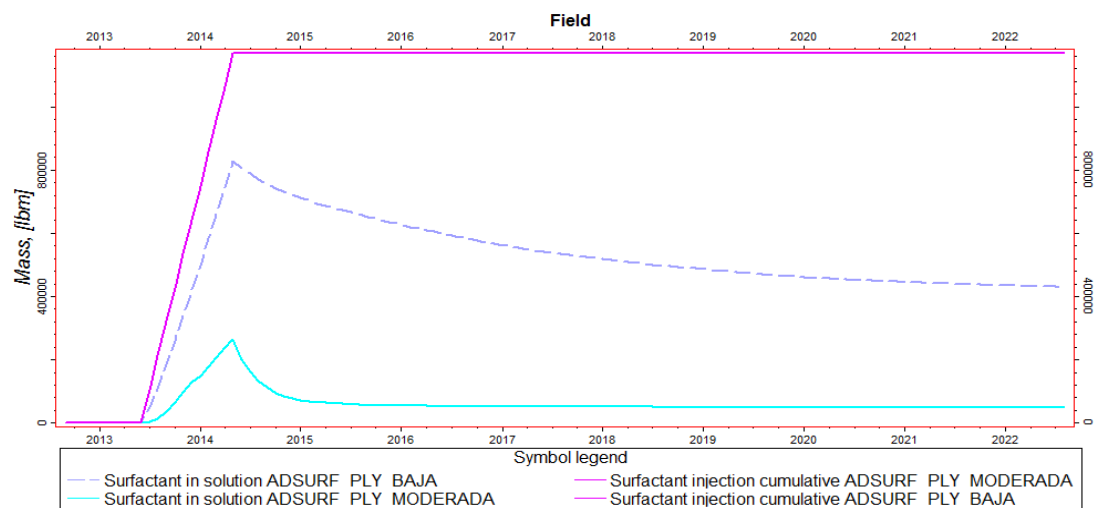


Figura 6-221: Surfactante en solución - Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 b).

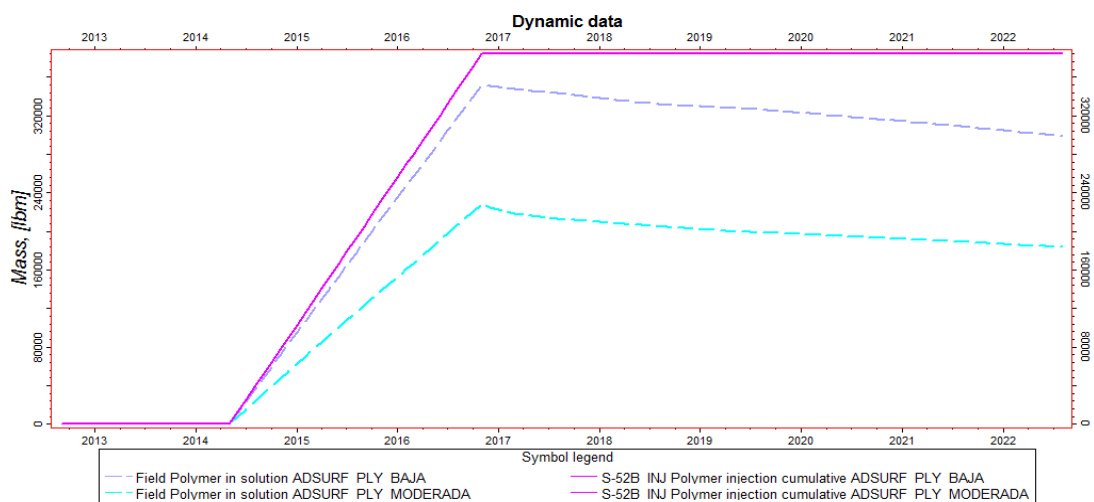


Figura 6-222: Polímero en solución - Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 b).

Adsorción Baches S-P	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
caso	LB	LB	LB	LB
baja	1169000	586794	152206	429999
moderada	1169000	1119785	398	48817

Tabla 6-45 a): Mediciones inyección por baches de surfactante-Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3).

Adsorción Baches S-P	Inyección Acum. de surfactante	Surfactante adsorbido	Surfactante producido	Surfactante en solución
caso	LB	%	%	%
baja	1169000	50.2	13.0	36.8
moderada	1169000	95.8	0.03	4.2

Tabla 6-45 b): Mediciones inyección por baches de surfactante -Sensibilidad Adsorción- Escenario N°3 b).

Adsorción Baches S-P	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
caso	LB	LB	LB	LB
baja	384300	33099	52202	299011
moderada	384300	162408	38173	183721

Tabla 6-46 a): Mediciones inyección por baches de polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Adsorción Baches S-P	Inyección Acum. de polímero	Polímero adsorbido	Polímero producido	Polímero en solución
caso	LB	%	%	%
baja	384300	8.6	13.6	77.8
moderada	384300	42.3	9.9	47.8

Tabla 6-46 b): Mediciones inyección por baches de polímero -Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Como se observa en la figura 6-223, la tasa de producción de petróleo para el caso de moderada adsorción presenta una gran diferencia al comienzo de la predicción, esto debido a que la adsorción afecta en más medida al surfactante que al polímero, por eso como en la curva de producción para el caso de moderada adsorción, el efecto del surfactante se ha minimizado en gran medida, mientras que, en el periodo en que se inyecta el bache de polímero la diferencia en producción entre el caso de baja y moderada adsorción no es tan notoria.

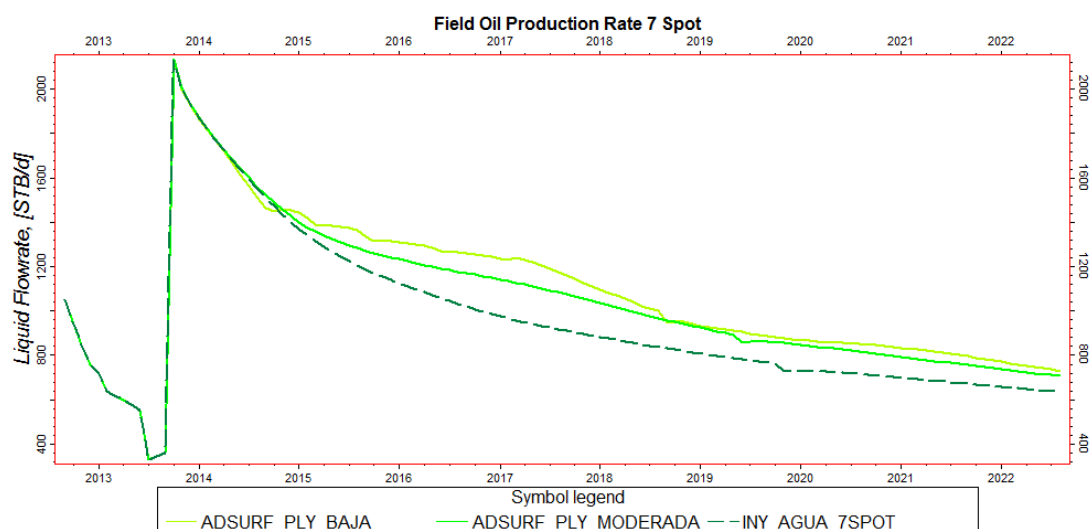


Figura 6-223: Tasa de Producción de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Como se muestra en la figura 6-224 y tabla 6-47, la diferencia en producción acumulada de petróleo entre el caso de baja y moderada adsorción es de 133144 BLS menos para el caso de moderada adsorción, pero aun así, para el caso de moderada adsorción, se obtienen 313954 BLS de petróleo adicionales en comparación con el caso de inyección de agua.

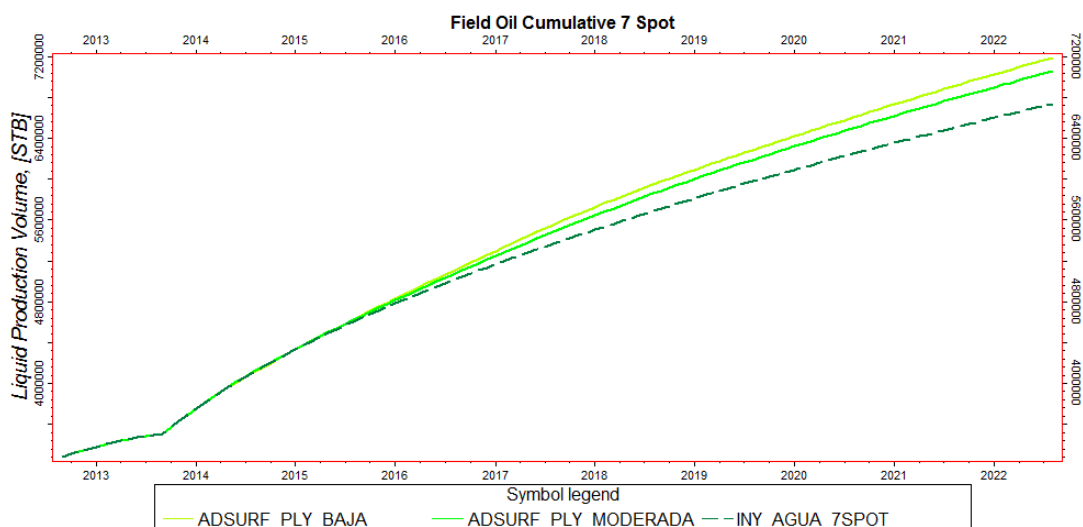


Figura 6-224: Producción Acumulada de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Adsorción Baches S-P	Producción Acumulada de Petróleo	Diferencia Prod. Acumulada Casos	Tasa de Prod. Petróleo
caso	LB/BL	BLS	BLS
baja	7187236	0	729.5
moderada	7054093	-133144	706.7
Iny. Agua	6740139	-313954	634.4

Tabla 6-47: Producción Acumulada y Tasa de Petróleo-Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

En la figura 6-225 para el pozo S-188D, se puede apreciar claramente el efecto que tiene la adsorción del polímero como del surfactante, ya que en el caso de una moderada adsorción, se puede observar que el surfactante no ha actuado en gran medida para formar un bache de petróleo, aunque en el acumulado de petróleo al final se obtienen los mismos resultados. Pero para otros pozos como el S-153 (figura 6-226), la producción acumulada para el caso de baja adsorción está por encima del acumulado del caso de moderada adsorción, esto debido a que el polímero que se adsorbe afecta en gran medida al mantenimiento de la presión del yacimiento, lo que hace que para pozos más lejanos, el efecto de la adsorción del polímero sea más notoria.

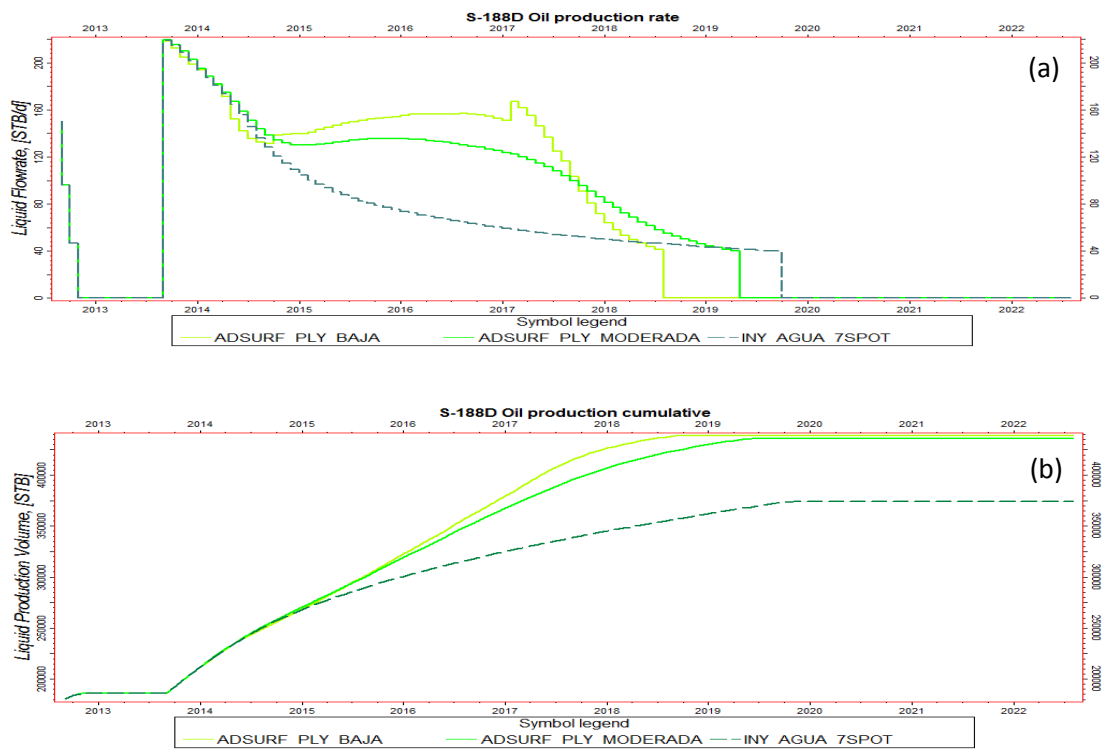


Figura 6-225: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

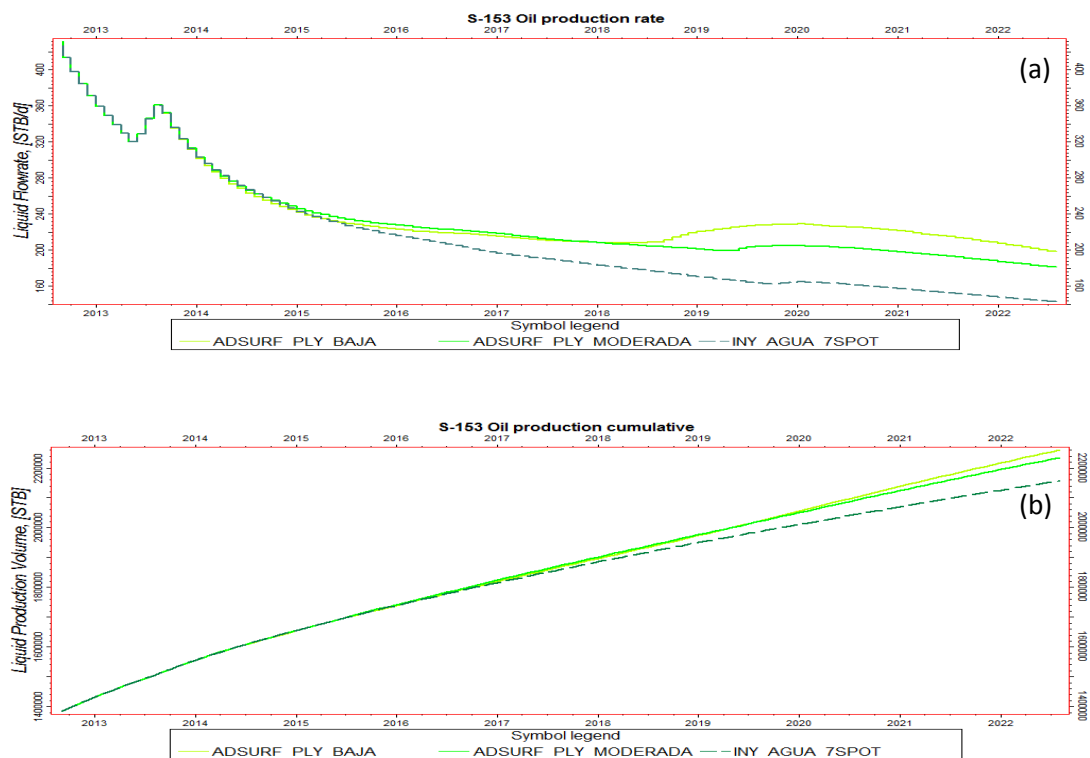


Figura 6-226: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Petróleo Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Como se puede observar en la figura 6-227, la producción de agua para el caso de una moderada adsorción es bastante mayor al caso de baja adsorción, pero a la

vez esta está muy por debajo de la tasa de agua obtenida con el caso de inyección de agua.

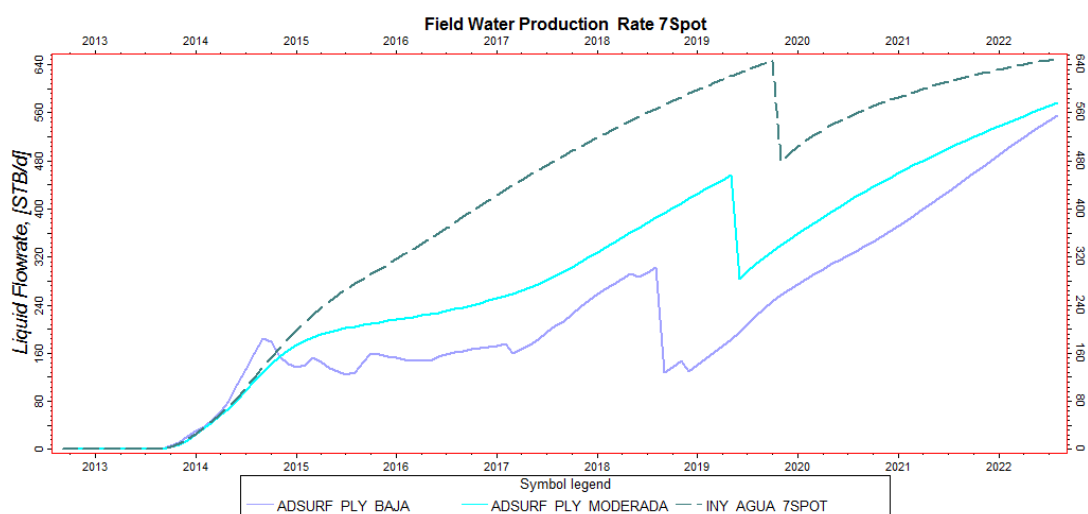


Figura 6-227: Tasa de producción de Agua- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Para el caso de moderada adsorción, se producen 245476 BLS de agua más que para el caso de baja adsorción, mientras que para el caso de inyección de agua se producen 405017 BLS de agua más que en el caso de moderada adsorción, entonces se puede ver que si bien la adsorción del polímero y surfactante afectan a la producción de agua, esta no se aleja mucho del comportamiento de la producción de agua del caso de baja adsorción.

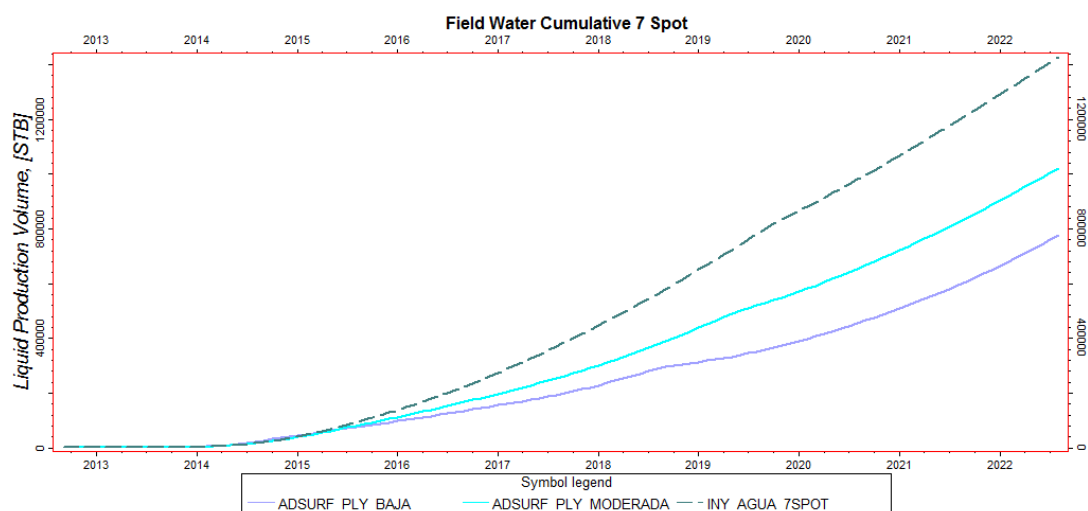


Figura 6-228: Producción Acumulada de Agua- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

Adsorción Baches S-P	Prod. Acum. de Agua	Diferencia Prod. Acum. de Agua	Tasa de Prod. Agua	Corte de Agua
caso	BLS	BLS	BLS	%
baja	776632	0	555.9	43.2
moderada	1022107	245476	576.0	44.9
Iny. Agua	1427124	405017	650.5	50.6

Tabla 6-48: Producción Acumulada y Tasa de agua-Sensibilidad Adsorción – Escenario N°3 b).

En la figura 6-229, se puede ver que para el caso de baja adsorción, la tasa de agua del pozo S-188D se reduce drásticamente, mientras que para el caso de moderada adsorción esta se mantiene más alta y como el pozo produce por más tiempo, el acumulado en producción de agua también aumenta en gran medida.

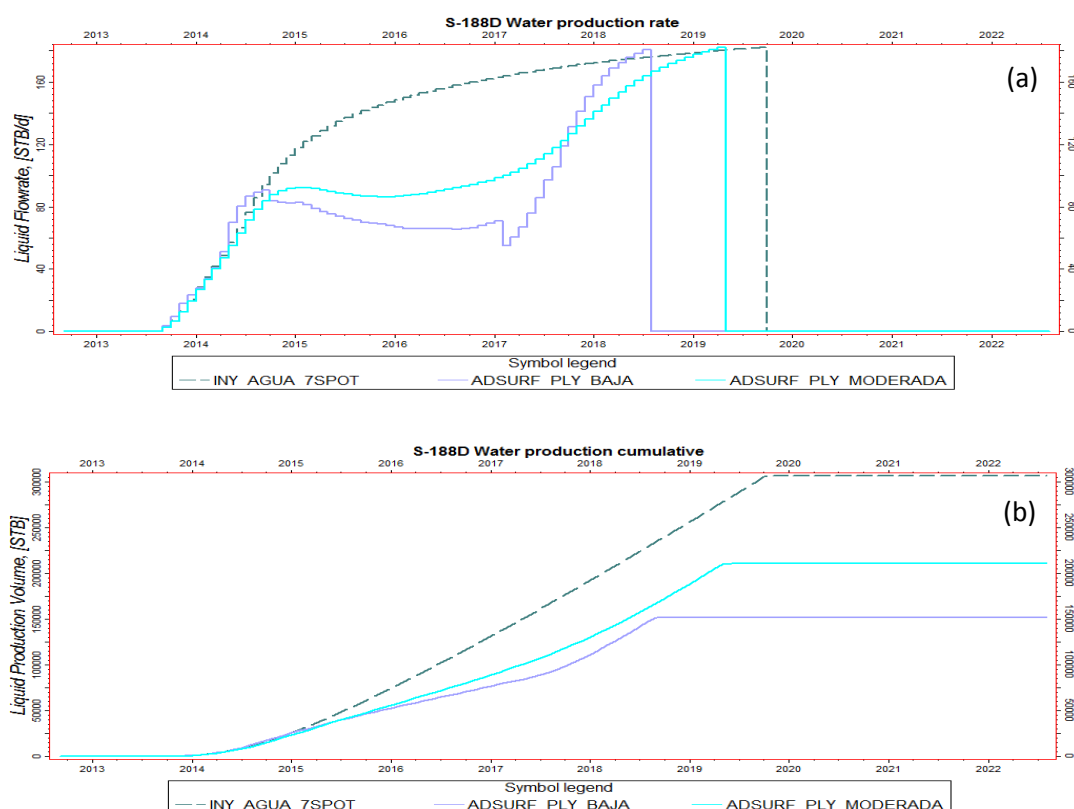


Figura 6-229: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-188D- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

En la figura 6-230, se puede ver que para el caso de moderada adsorción, la tasa de agua del pozo S-153 aumenta en gran medida con respecto al caso modelado con una baja adsorción, obteniéndose tan solo una pequeña diferencia con respecto al comportamiento de la producción de agua obtenida con el caso de inyección de agua.

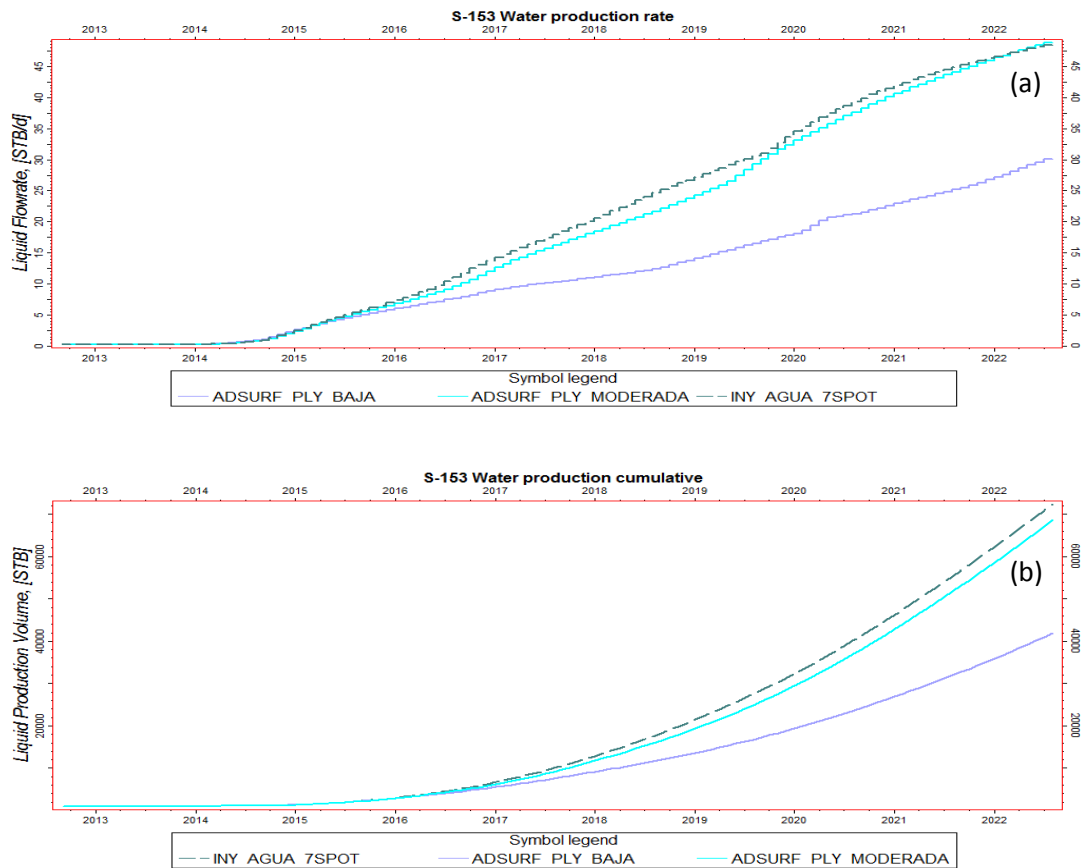


Figura 6-230: Tasa (a) y Acumulado (b) de Producción de Agua Pozo S-153- Sensibilidad Adsorción - Escenario N°3 b).

En la figura 6-231 y 6-232, se puede observar que para el caso con baja adsorción la zona afectada por el surfactante es mucho más grande que la zona afectada en el caso de moderada adsorción, aunque la zona total afectada por la inyección de baches S-P no varía mucho para los dos casos, aunque la diferencia en la zona afectada por el surfactante se refleja en gran medida en la producción de petróleo.

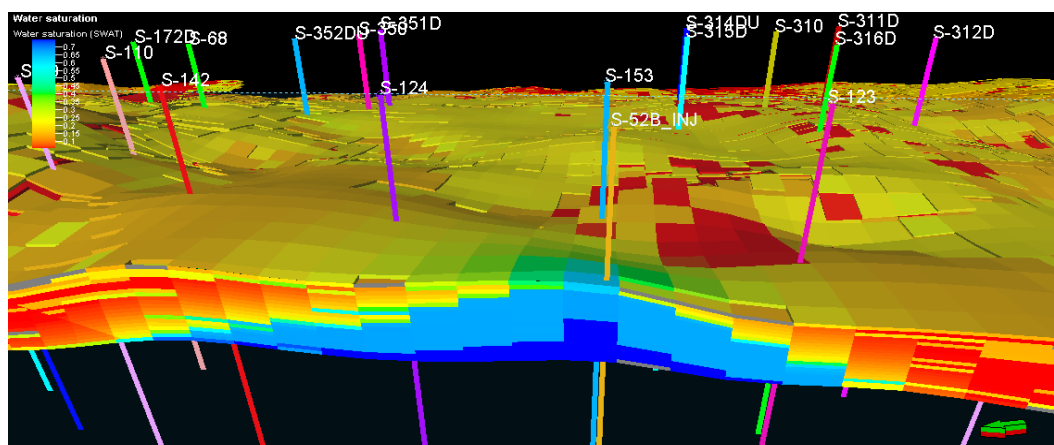


Figura 6-231: Perfil de Saturación de agua Escenario N°3 b)- Adsorción Baja (corte en sección) - 01/08/2022.

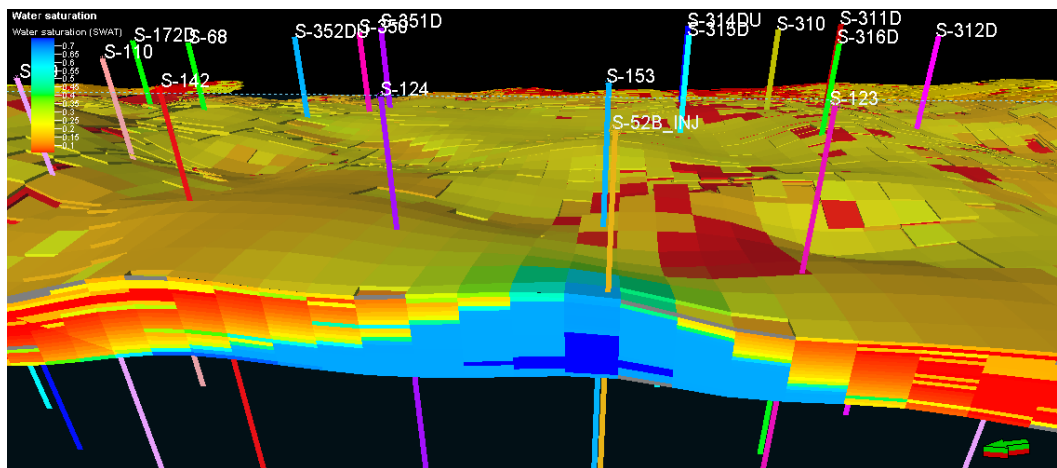


Figura 6-232: Perfil de Saturación de agua Escenario N°3 b)- Adsorción Moderada (corte en sección) - 01/08/2022.

En las figuras 6-233, 6-234, 6-235 y 6-236 se puede ver que si bien la zona afectada por el surfactante se disminuye bastante en presencia de una moderada adsorción, la zona contactada por el polímero no varía mucho entre el caso de baja y moderada adsorción, esto hace que la zona donde se ha reducido la saturación de petróleo no sea muy grande aunque la zona invadida por la inyección de baches S-P sea bastante parecida para los dos casos.

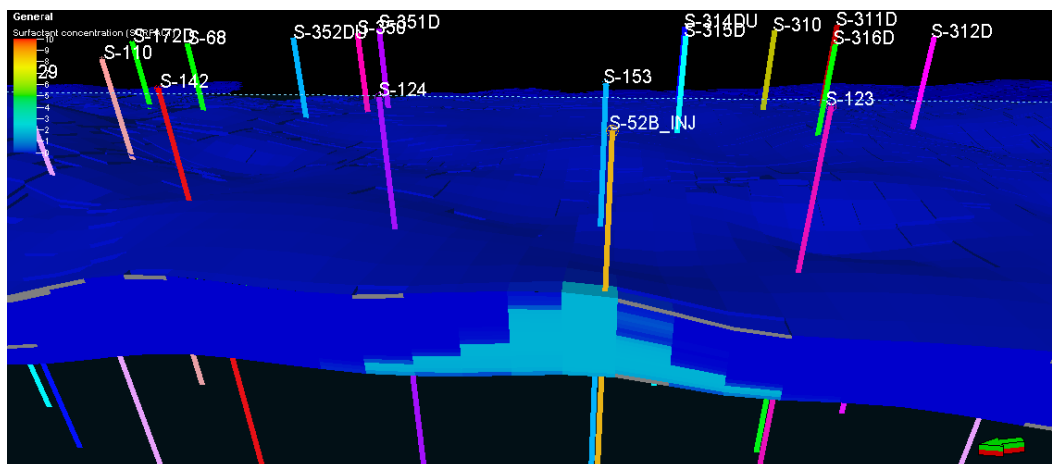


Figura 6-233: Concentración de Surfactante- Escenario N°3 b)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181)- 01/05/2014.

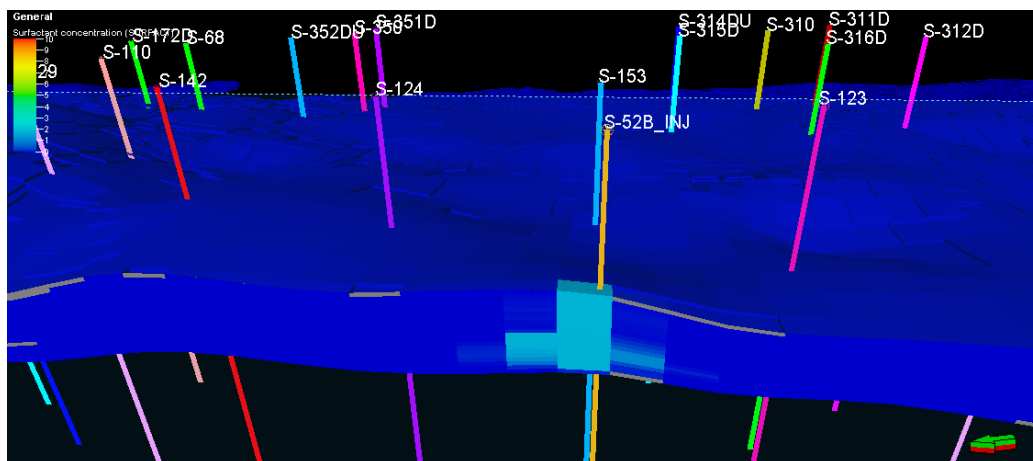


Figura 6-234: Concentración de Surfactante Escenario N°3 b)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/05/2014.

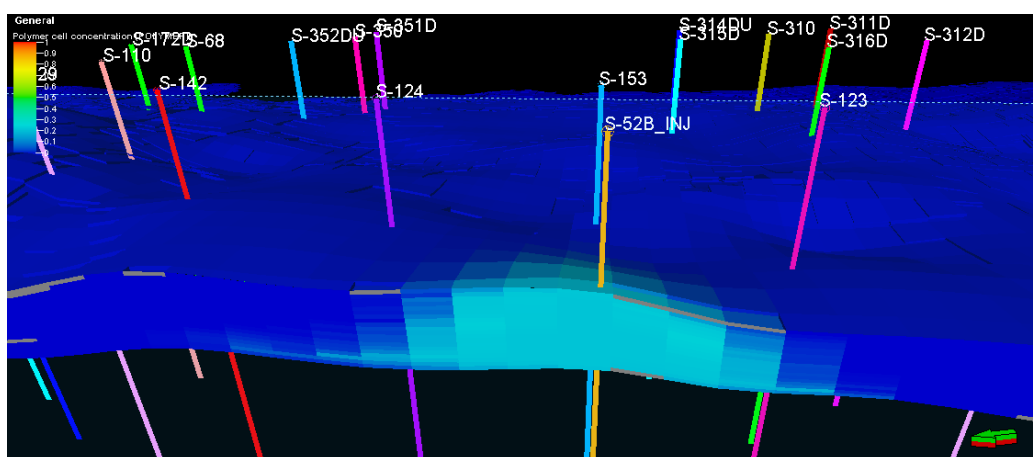


Figura 6-235: Concentración de Polímero Escenario N°3 b)- Baja Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

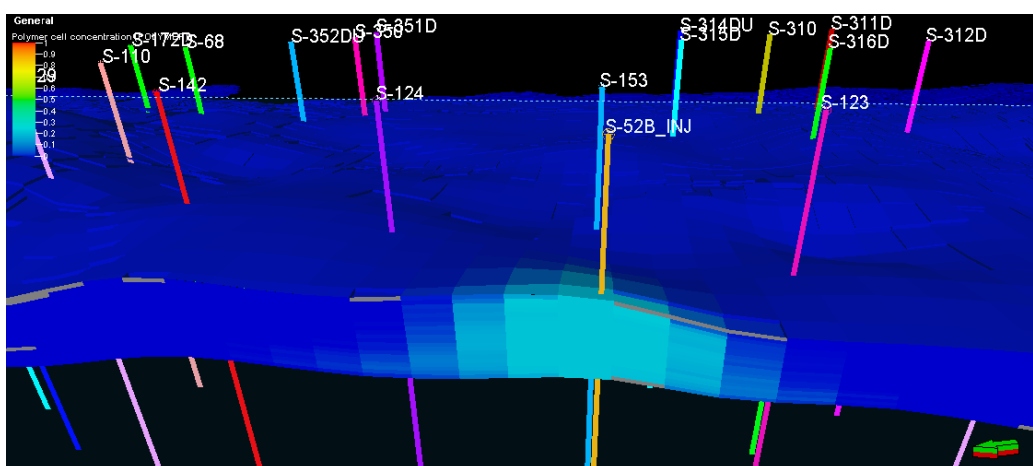


Figura 6-236: Concentración de Polímero Escenario N°3 b)- Moderada Adsorción (corte pozo S-188D- S-181) - 01/09/2016.

6.2. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIO N°1, 2 y 3 VS. EL MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA.

Para evaluar los diferentes Escenarios de inyección de polímeros y surfactantes, se utilizará los casos con el tamaño de bache y concentración óptimos de polímero y surfactante, ya que estos son los casos más favorables en términos de recuperación de petróleo y consumo de polímeros y/o surfactantes.

6.2.1. Evaluación del Escenario N°1- Inyección de Polímero a la Formación vs. Inyección de Agua.

En la figura 6-237, luego de aproximadamente 6 meses comenzada la inyección de polímeros se comienza a ver un incremento en la producción de petróleo con respecto al caso de inyección de agua, el cual, termina con una tasa de 110 BLS de petróleo por encima de la tasa lograda con el caso de inyección de agua y en el acumulado se obtienen 556853 BLS de petróleo más que para el caso de inyección de agua (tabla 6-49).

En la figura 6-238 se muestra que, en el caso de inyección de agua, el agua irrumpe en los pozos productores apenas 2 meses de comenzada la inyección de agua, mientras que en el caso de inyección de polímeros, la irrupción del agua se da en el año 2016, 2 años y medio después de comenzada la inyección. La diferencia en producción acumulada de agua de este caso con respecto al de inyección de agua es de 887827 BLS menos para el caso de inyección de polímeros (tabla 6-50).

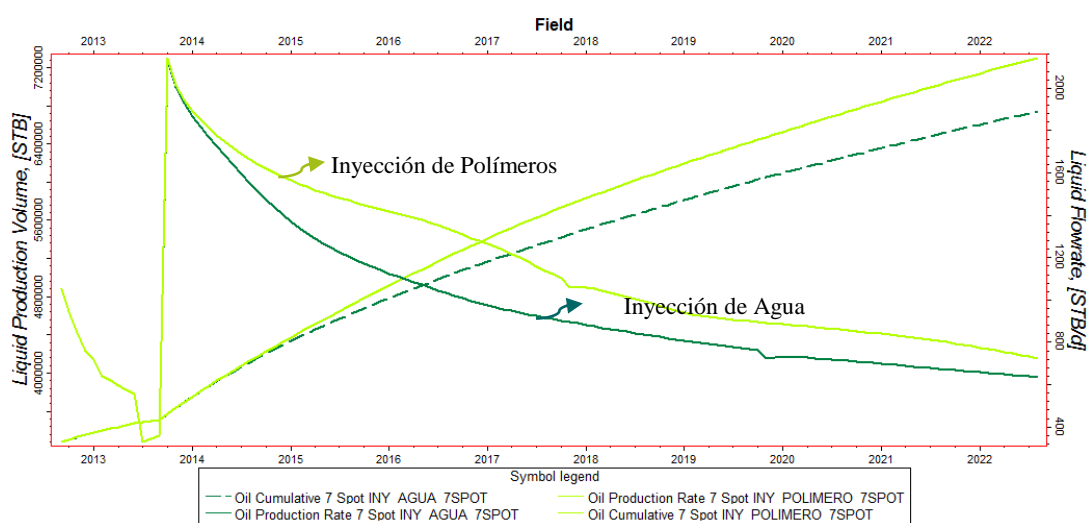


Figura 6-237: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°1 vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE PETRÓLEO	PROD. ADICIONAL TOTAL	PETRÓLEO INCREMENTAL	TASA DE PRODUCCIÓN
CASO	BLS	BLS	BLS/DÍA
	3276296	0	-
INY. AGUA	6740139	3463843	0
INY. POLÍMEROS	7296992	4020696	556853
			724.6

Tabla 6-49: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°1 vs. Inyección de Agua.

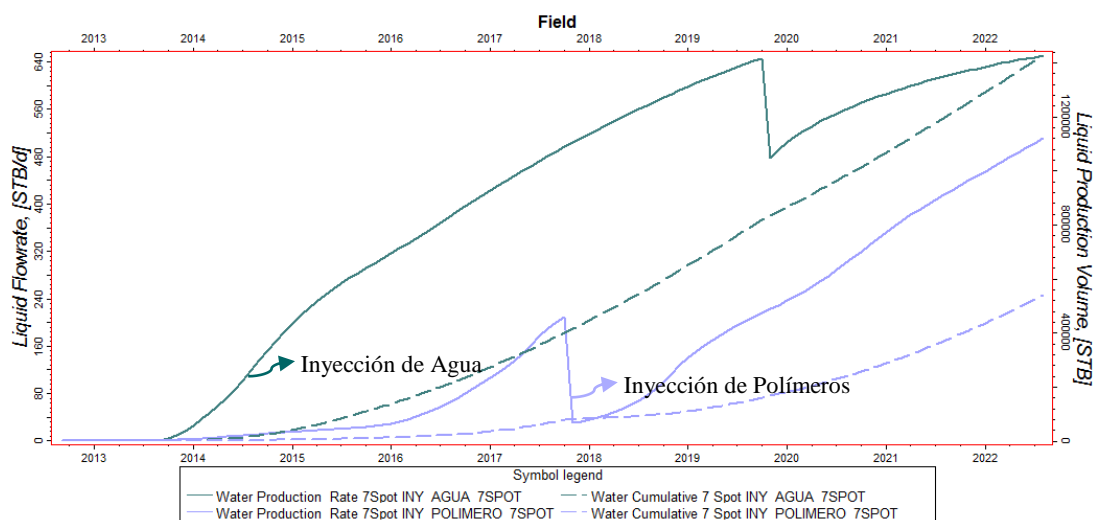


Figura 6-238: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°1 vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE AGUA	DIFERENCIA PROD. ACUMULADA	TASA DE PRODUCCIÓN	CORTE DE AGUA
CASO	BLS	BLS	BLS/DÍA
INY. AGUA	1427124	0	650.2
INY. POLÍMEROS	539297	-887827	511.6
			41.4

Tabla 6-50: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°1 vs. Inyección de Agua.

6.2.2. Evaluación del Escenario N°2- Inyección de Surfactante a la Formación vs. Inyección de Agua.

La inyección de surfactantes presenta una respuesta muy heterogénea en el comportamiento de la producción de petróleo, ya que, al comienzo de la predicción se observa un incremento en la producción de petróleo, esto como consecuencia de la producción obtenida de los pozos productores más cercanos al inyector, pero luego esta cae hasta casi empatar con la producción del caso de inyección de agua, y a partir del año 2017 esta vuelve a subir. Al final de la simulación, la tasa de producción de petróleo esta 46.7 BLS por arriba de la tasa de petróleo obtenida del caso de inyección de agua y el aumento en la producción acumulada de petróleo es de apenas 286424 BLS de petróleo,

lo que significa un aumento pequeño si se considera la cantidad de surfactante utilizado (ver figura 6-239 y tabla 6-51).

La irrupción de agua en los pozos productores para la inyección de surfactantes se da 2 meses después de comenzada la inyección, esto es el mismo tiempo que para el caso de inyección de agua. Al comienzo de la simulación, la producción de agua incluso sobrepasa a la tasa de producción de agua obtenida con el caso de inyección de agua, pero a partir del año 2018, esta baja en gran medida, logrando que al final de la simulación, el acumulado de producción de agua sea 70113 BLS de agua menor que para el caso de inyección de agua (figura 6-240 y tabla 6-52).

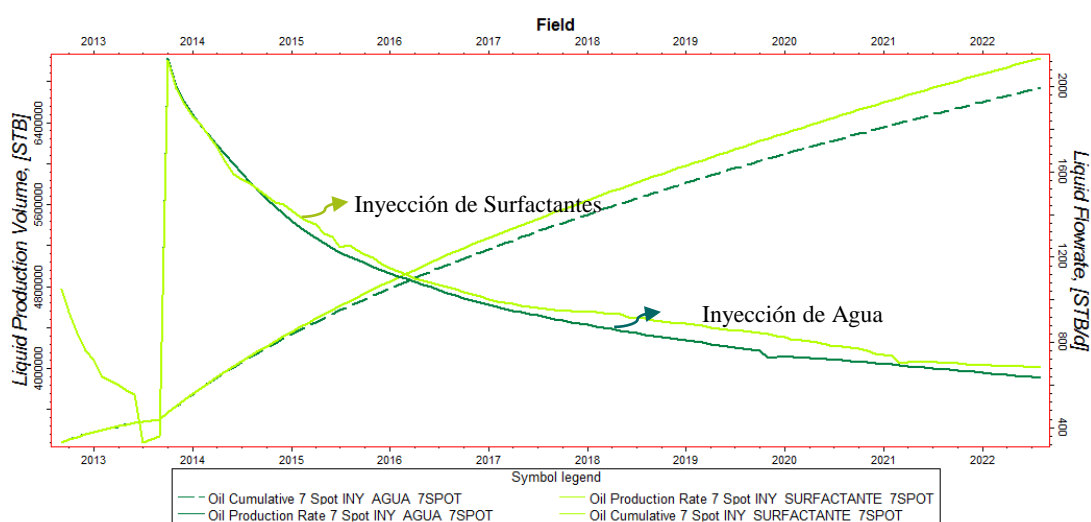


Figura 6-239: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°2 vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE PETRÓLEO		PROD. ADICIONAL TOTAL	PETRÓLEO INCREMENTAL	TASA DE PRODUCCIÓN
CASO	BLS	BLS	BLS	BLS/DÍA
INY. AGUA	3276296	0	-	-
INY. SURFACTANTES	6740139	3463843	0	634.4
	7026563	3750267	286424	681.1

Tabla 6-51: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°2 vs. Inyección de Agua.

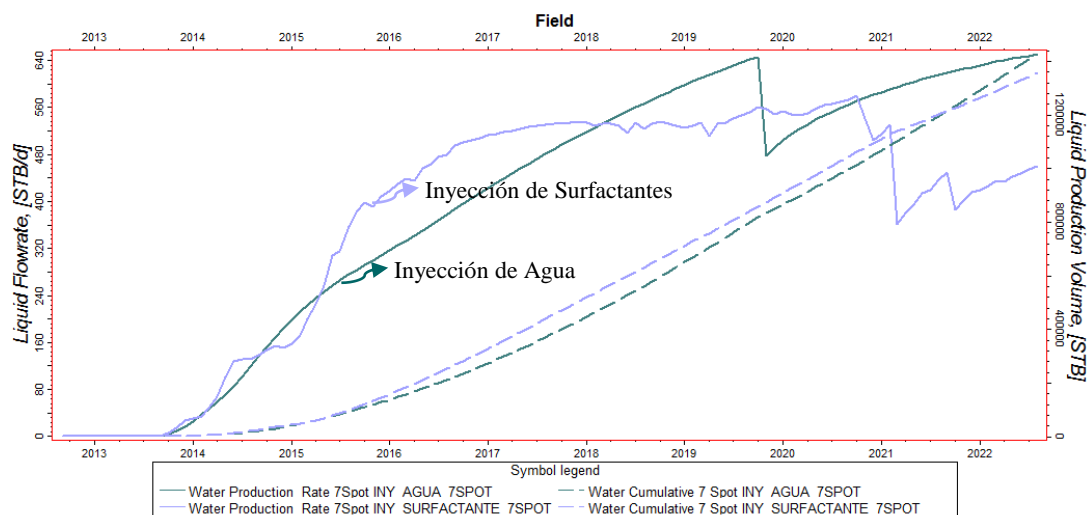


Figura 6-240: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°2 vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE AGUA		DIFERENCIA PROD. ACUMULADA	TASA DE PRODUCCIÓN	CORTE DE AGUA
CASO	BLS	BLS	BLS	BLS/DÍA
INY. AGUA	1427124	0	650.2	45.2
INY. SURFACTANTES	1357011	-70113	459.8	40.3

Tabla 6-52: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°2 vs. Inyección de Agua.

6.2.3. Evaluación del Escenario N°3- Inyección de surfactante y polímero (SP) a la formación vs. Inyección de Agua.

a. Escenario N°3 a)

Como se muestra en la figura 6-241, luego de aproximadamente 6 meses de comenzada la inyección de la solución SP se comienza a ver un incremento en la producción de petróleo con respecto al caso de inyección de agua, el cual termina con una tasa de 164 BLS de petróleo por encima de la tasa del caso de inyección de agua y en el acumulado se obtienen 671430 BLS de petróleo más para el caso de inyección de la solución SP (tabla 6-53).

Como se muestra en la figura 6-242, en el caso de inyección de agua, el agua irrumpe en los pozos productores apenas 2 meses de comenzada la inyección de agua, mientras que en el caso de inyección de la solución SP, la irrupción del agua se da al inicio del año 2015, 1 año y medio después de comenzada la inyección. La diferencia en producción acumulada de agua de este caso con respecto al de

inyección de agua es de 654677 BLS menos que para el caso de inyección de agua (tabla 6-54).

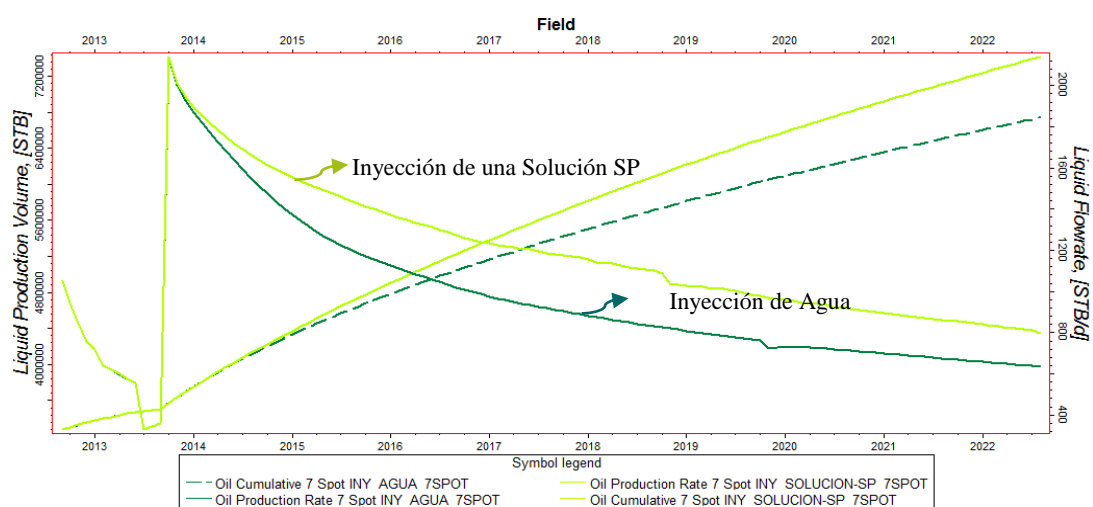


Figura 6-241: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°3 a) vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE PETRÓLEO		PROD. ADICIONAL TOTAL	PETRÓLEO INCREMENTAL	TASA DE PRODUCCIÓN
CASO	BLS	BLS	BLS	BLS/DÍA
	3276296	0	-	-
INY. AGUA	6740139	3463843	0	634.4
INY. SOL. SP	7411569	4135273	671430	798.1

Tabla 6-53: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°3 a) vs. Inyección de Agua.

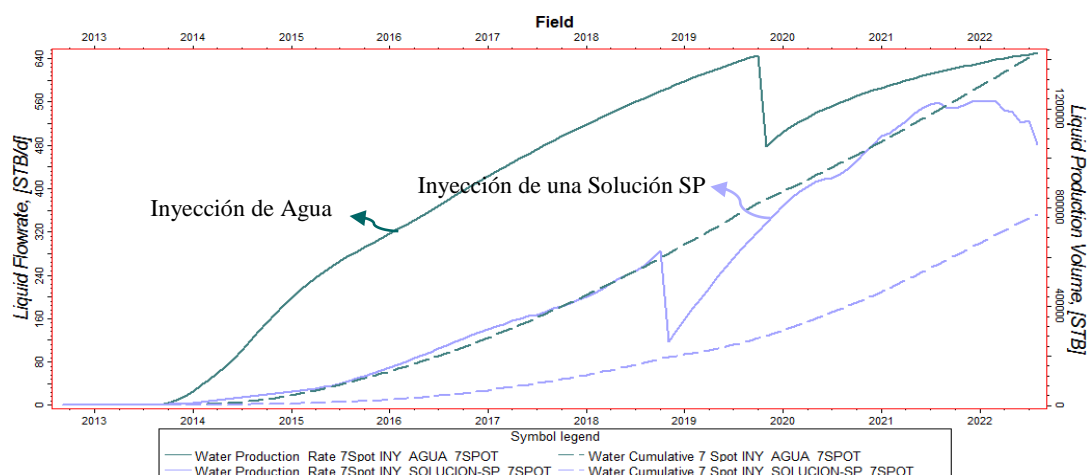


Figura 6-242: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°3 a) vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE AGUA		DIFERENCIA PROD. ACUMULADA	TASA DE PRODUCCIÓN	CORTE DE AGUA
CASO	BLS	BLS	BLS	BLS/DÍA
INY. AGUA	1427124	0	650.2	45.2
INY. SOL. SP	772447	-654677	481.8	37.6

Tabla 6-54: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°3 a) vs. Inyección de Agua.

b. Escenario N°3 b)

Como se muestra en la figura 6-243, luego de aproximadamente 1 año- 3meses (septiembre 2014) comenzada la inyección de los baches de polímero y surfactante, se comienza a ver un incremento en la producción de petróleo con respecto al caso de inyección de agua, el cual termina con una tasa de 95.1 BLS de petróleo por encima de la tasa del caso de inyección de agua y en el acumulado se obtienen 447097 BLS de petróleo más que para el caso de inyección de agua (tabla 6-55).

En la figura 6-244 se puede ver observar que el tiempo de irrupción del agua en los pozos productores se da al mismo tiempo para los dos casos, ósea apenas 2 meses de comenzada la inyección de agua. La diferencia en producción acumulada de agua de este caso con respecto al de inyección de agua es de 650492 BLS menos que para el caso de inyección de agua (tabla 6-56).

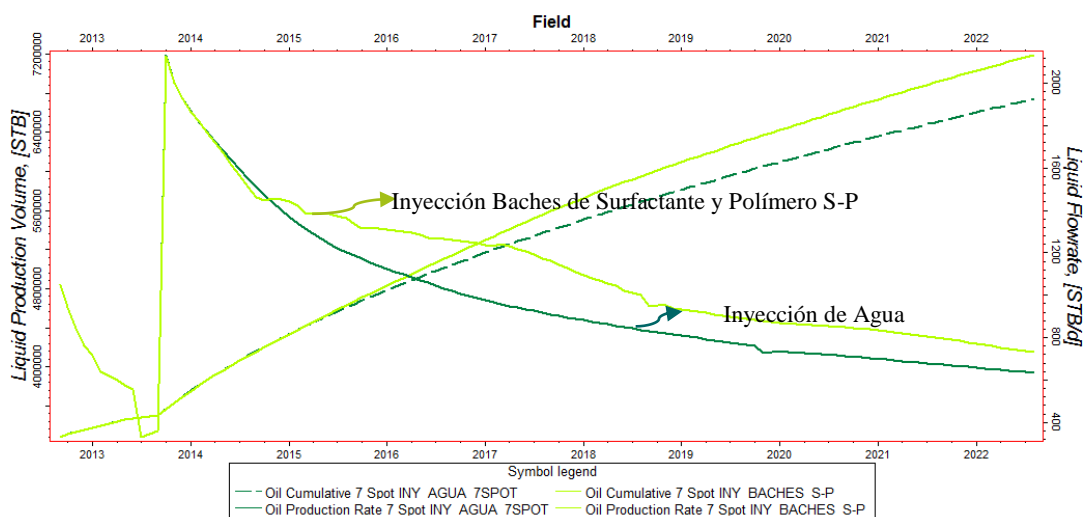


Figura 6-243: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°3 b) vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE PETRÓLEO	PROD. ADICIONAL TOTAL	PETRÓLEO INCREMENTAL	TASA DE PRODUCCIÓN
CASO	BLS	BLS	BLS/DÍA
	3276296	0	-
INY. AGUA	6740139	3463843	0
INY. BACHES S-P	7187236	3910940	447097

Tabla 6-55: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Escenario N°3 b) vs. Inyección de Agua.

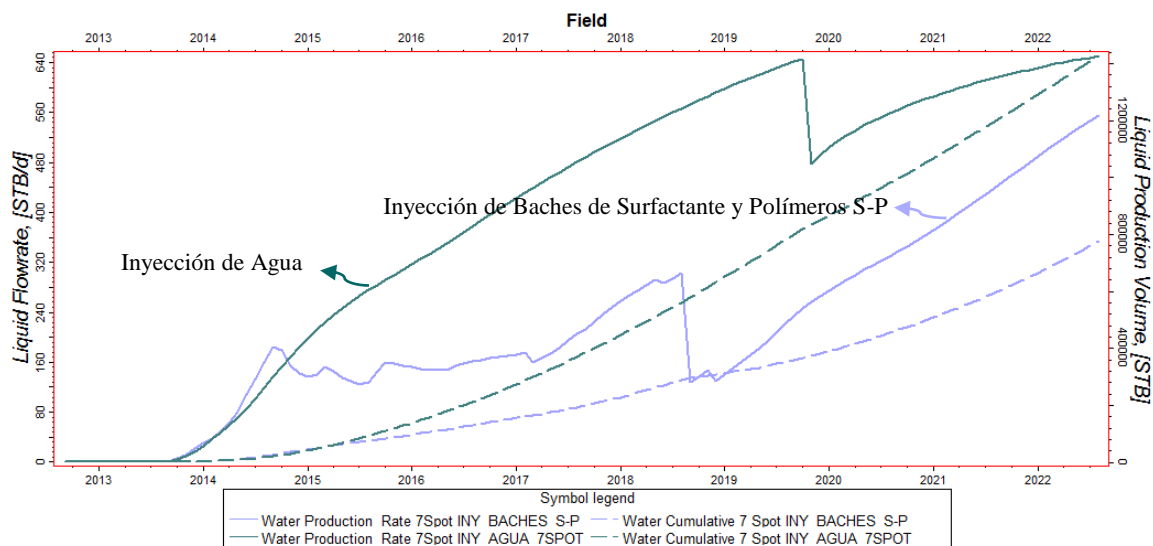


Figura 6-244: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°3 b) vs. Inyección de Agua.

PROD. ACUMULADA DE AGUA	DIFERENCIA PROD. ACUMULADA	TASA DE PRODUCCIÓN	CORTE DE AGUA
CASO	BLS	BLS	BLS/DÍA
INY. AGUA	1427124	0	650.2
INY. BACHES S-P	776632	-650492	555.9

Tabla 6-56: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Escenario N°3 b) vs. Inyección de Agua.

6.3. EVALUACIÓN DEL ESCENARIO N°1 VS. ESCENARIO N°2 VS. ESCENARIO N°3

El caso de inyección de surfactantes (Escenario N°2), es el caso que más tiempo tarda el aumentar su tasa de petróleo, además es el caso que presenta la menor cantidad de producción de petróleo acumulado, luego le sigue el caso de inyección de polímeros y surfactantes por baches (Escenario N° 3 b)). Si bien en el caso de inyección de la solución SP (Escenario N°3 a), al inicio de la simulación la tasa de petróleo es menor que en el caso de inyección de polímeros, a partir de junio del 2017, esto se invierte y el caso de inyección de la solución SP termina con una producción mayor a la de la inyección de polímeros, logrando también la

mayor cantidad de producción acumulada de petróleo de todos los casos, seguido de la inyección de polímeros.

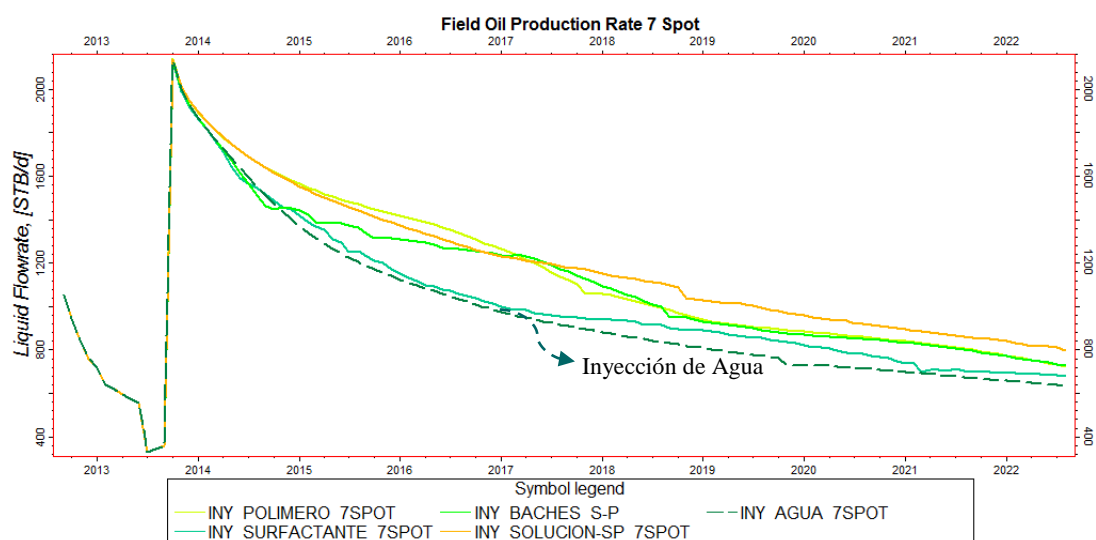


Figura 6-245: Tasa de Producción de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.

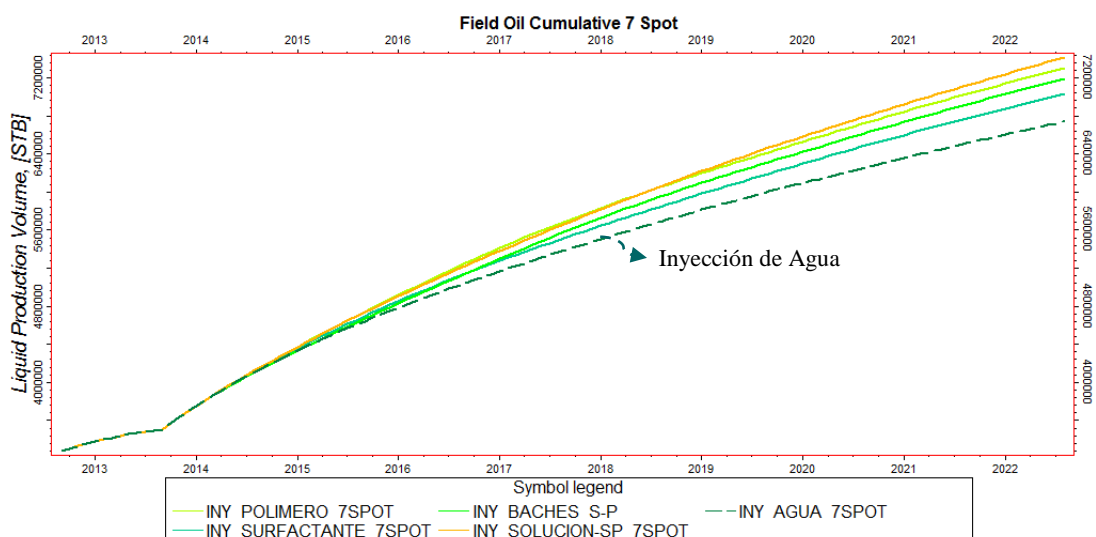


Figura 6-246: Producción Acumulada de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.

PROD. ACUMULADA DE PETRÓLEO		PROD. ADICIONAL TOTAL	PETRÓLEO INCREMENTAL AL CASO INY. AGUA	TASA DE PRODUCCIÓN
CASO	BLS	BLS	BLS	BLS/DÍA
	3276296	0	-	-
INY. SURFACTANTES	7026563	3750267	286424	681.1
INY. BACHES S-P	7187236	3910940	447097	729.5
INY. POLÍMEROS	7296992	4020696	556853	724.6
INY. SOL. SP	7411569	4135273	671430	798.1

Tabla 6-57: Tasa y Acumulado de Producción de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.

El comportamiento de la producción de agua presenta un comportamiento contrario al de la producción de petróleo, es así que para el caso de inyección de surfactantes se obtiene la mayor cantidad de producción de agua acumulada de todos los casos, seguido del caso de inyección por baches de polímero y surfactante, pero entre el caso de inyección de polímeros y de la solución SP, el caso de inyección de polímeros presenta la menor cantidad de producción de agua acumulada (ver tabla 6-58).

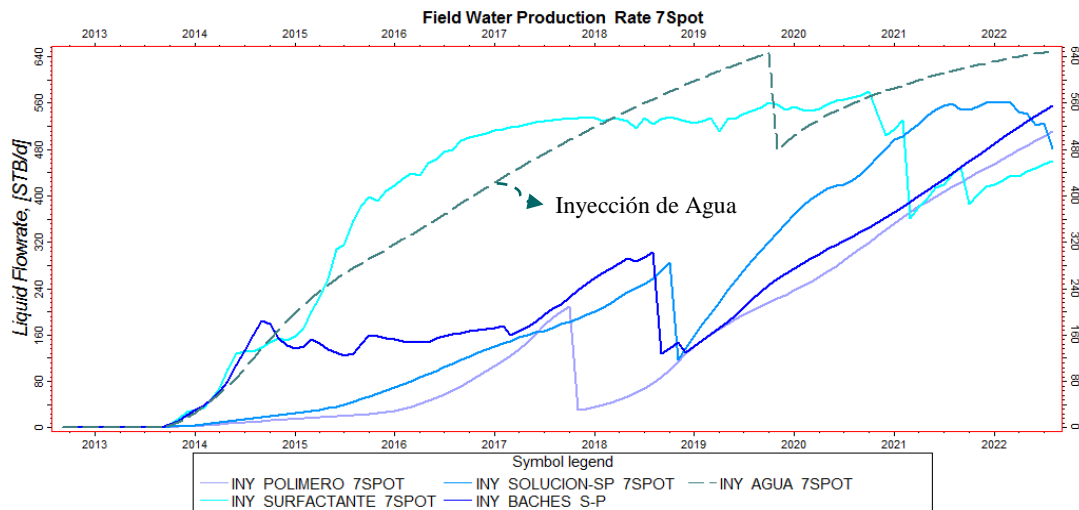


Figura 6-247: Tasa de Producción de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.

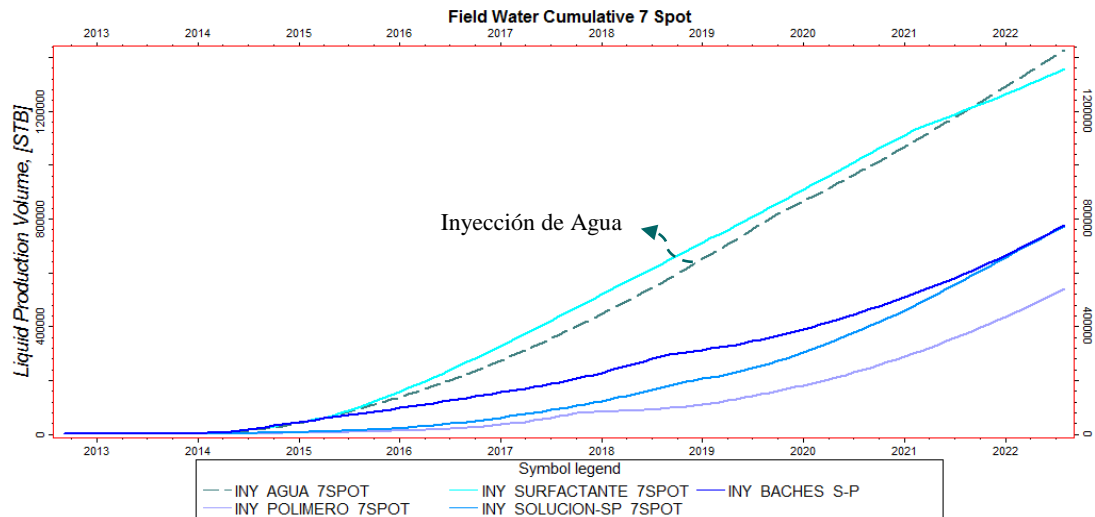


Figura 6-248: Producción Acumulada de Petróleo- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.

PROD. ACUMULADA DE AGUA		DIFERENCIA PROD. ACUM. AL CASO INY. AGUA	TASA DE PRODUCCIÓN	CORTE DE AGUA
CASO	BLS	BLS	BLS	BLS/DÍA
INY. SURFACTANTES	1357011	-70113	459.8	40.3
INY. BACHES S-P	776632	-650492	555.9	43.2
INY. POLÍMEROS	539297	-887827	511.6	41.4
INY. SOL. SP	772447	-654677	481.8	37.6

Tabla 6-58: Tasa y Acumulado de Producción de Agua- Esc. N°1 vs. Esc. N°2 vs. Esc. N°3.

CAPÍTULO VII

7. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se lo realiza con el fin de conocer la factibilidad económica de aplicación del proceso de inyección de polímeros y surfactantes en la aren “U Inferior” del campo Sacha.

La evaluación económica se basa principalmente en el criterio del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), y el Costo del Barril Incremental de Petróleo y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), los cuales determinarán la puesta en marcha o no del proyecto para diferentes condiciones como cambio en el precio del Barril de Petróleo y cambio en el precio del polímero y surfactante.

→ Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{(Ft)}{(1+i)^t} - I_0 \quad EQ. 81$$

donde:

Ft = Flujo neto de caja del año t.

i = Tasa de corte o de descuento, costo del capital (i = 8.17%)

n= Número total de periodos

I₀= Inversión inicial

Un proyecto es económicamente rentable cuando el valor actual neto (VAN) es mayor que cero.

→ Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital inicial del proyecto, sin ganancia ni pérdida. Es decir, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja.

Matemáticamente la tasa interna de retorno viene definida así:

$$VAN = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{(Ft)}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad EQ.82$$

- Cuando la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.
- Cuando la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

→ **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)**

El período de recuperación de la inversión, PRI, es el tercer criterio más usado para evaluar un proyecto y tiene por objeto medir en cuánto tiempo (años, meses o días) se recupera el total de la inversión a valor presente, para lo cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$(PRI) = \frac{\text{Inversión}}{\text{Flujo de Caja Anual}} \quad EQ.83$$

Para llevar a cabo el análisis económico se realizó una comparación de la recuperación obtenida de cada Escenario de Inyección de Polímeros y Surfactantes con el Caso Base de Inyección de Agua del Arreglo 7spot Invertido. Utilizando la producción anual de petróleo incremental, la cantidad de polímeros y/o surfactantes consumidos anualmente y la inversión inicial en la compra de la planta de inyección se generó un flujo de caja de los ingresos y egresos y posteriormente se calculó el VPN, TIR, PRI y Costo del Barril Incremental de Petróleo para cada caso de inyección de polímeros y surfactantes.

En la tabla 6-59 y 6-60, se muestra el precio del Barril de Petróleo y el Costo del Surfactante y Polímero para cada caso respectivamente, además del costo de la planta de inyección y la tasa de actualización del capital que se utilizó para la evaluación económica del proyecto, estos dos últimos serán fijos para todos los casos.

La tasa de actualización del capital que se utilizó para este estudio es de $i = 0.25$, tasa que PVDSA Ecuador utilizará para llevar a cabo el análisis económico de los proyectos

pilotos de recuperación mejorada en la arena “U” y “T” inferior. Esta tasa es mayor a la tasa normal que utiliza PDVSA Ecuador en los proyectos de inversión, que normalmente es del 0.15, esto debido a que los proyectos de recuperación mejorada son proyectos de alto riesgo en cuanto a la recuperación de la inversión, lo que hace que la tasa se eleve para asegurar la recuperación de la misma.

El precio del barril de petróleo- caso base es el promedio de los datos obtenidos de los reportes mensuales de la página del banco central (promedio de junio 2012 a marzo 2013), el costo de la planta y costo del surfactante y polímero, fue estimada según datos presentadas por compañías fabricantes de plantas de inyección y productoras de químicos (surfactante y polímeros), los cuales fueron presentados a las empresas PDVSA y RIO NAPO CEM para el proyecto piloto de EOR que están llevando a cabo las dos empresas de manera conjunta.

El precio de barril optimista y pesimista fue estimado de acuerdo al los valores del precio del barril de petróleo altos y bajos presentados desde el año 2008, para lo cual se tomo una variación de 18 USD por arriba del precio del caso base, para el caso optimista y 18 USD menos para el caso pesimista, mientras que el precio límite del barril de petróleo, es el precio a la cual la tasa TIR es igual a la i (tasa de costo del capital), caso límite en el cual el proceso sería todavía rentable, ósea el VAN es mayor que cero.

El precio de compra de la Planta de Inyección de polímeros y surfactantes está considerada cerca de los 10 millones de dólares, la cual serviría para realizar dos proyectos pilotos a la vez, con una tasa de inyección de aproximadamente 3000BLS/DIA cada piloto. Por lo que la inversión en la compra de la planta para este estudio será tomado como 5 millones de dólares.

Se establecieron tres casos para el precio de los polímeros y surfactantes, el caso base que es estimado según referencias obtenidas de las empresas fabricantes como: Intevep – PDVSA, Surtek y Tiorco, el caso optimista que en este caso es cuando el precio de los polímeros y surfactantes disminuye con respecto al precio del caso base y el caso pesimista, cuando los precios de los polímeros y surfactantes se incrementan.

CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO		
Tasa de Actualización del Capital		0.25
Precio del Barril de Petróleo USD/BL Caso Base		92.18
Precio del Barril de Petróleo USD/BL Caso Optimista		110.18
Precio del Barril de Petróleo USD/BL Caso Pesimista		74.18
Precio del Barril de Petróleo USD/BL Caso Límite	Iny. Polímero	31.12
	Iny. Surfactante	124.3
	Iny. Solución SP	48.45
	Iny. Baches S-P	52.86
Precio del Surfactante USD/LB		1.75
Precio del Polímero USD/LB		2.00
Costo Compra de la Planta de Inyección USD		5,000,000

Tabla 6-59: Cambio en el precio Barril de Petróleo, Caso base, Optimista y Límite.
(Realizado por: Diego Ponce)

El precio de la libra de surfactante y polímero para el caso optimista fue estimado tomando en cuenta una reducción del costo del químico del 50% con respecto al precio del caso base, mientras que para el caso pesimista el precio aumenta en la misma proporción con respecto al caso base, ósea 50%. Cabe mencionar que estos valores se encuentran dentro de los rangos de los precios para el polímero y surfactante proporcionados por las empresas fabricantes de estos productos químicos (Intevep – PDVSA, Surtek y Tiorco)..

CAMBIO EN EL PRECIO DEL POLÍMERO Y SURFACTANTE	
Tasa de Actualización del Capital	0.25
Precio del Barril de Petróleo USD/BL	92.18
Precio del Surfactante USD/LB- Caso Base	1.75
Precio del Surfactante USD/LB- Caso Optimista	0.88
Precio del Surfactante USD/LB- Caso Pesimista	2.63
Precio del Polímero USD/LB- Caso Base	2.00
Precio del Polímero USD/LB- Caso Optimista	1.00
Precio del Polímero USD/LB- Caso Pesimista	3.00
Costo Compra de la Planta de Inyección USD	5,000,000

Tabla 6-60: Cambio en el precio del Surfactante y Polímero, Caso base, Optimista y pesimista. (Realizado por: Diego Ponce)

7.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL ESCENARIO N°1- INYECCIÓN DE POLÍMERO A LA FORMACIÓN.

Para el caso de inyección de polímeros se han consumido 774380 LBS de polímero, las cuales han sido inyectados en 3.5 años a partir de junio del 2013, alcanzando una recuperación adicional de petróleo con respecto al caso de inyección de agua de 556853 BLS de petróleo. Utilizando la cantidad de polímero consumido por año y el petróleo adicional obtenido por año, se ha construido la tabla presentada en el Anexo N-1.

Para el caso base se obtuvo un Costo por Barril Incremental de petróleo es de 11.76 USD/BL, mientras que, el VAN y TIR son 13'477755 USD y 67.99% respectivamente, por lo que el proyecto es rentable. Además, desde el punto de vista del VAN y TIR de este escenario comparado con los otros escenarios, en este caso se obtiene la más alta rentabilidad de todos los escenarios. El PRI del caso base de este Escenario es el más corto de todos los escenarios, 2.14 años.

Para el caso en que se varía el precio del polímero, el impacto sobre el VAN, TIR y Costo del barril Incremental de Petróleo es pequeño, esto debido a que la cantidad de polímero utilizado es pequeña, por ejemplo, para el Caso Optimista se obtiene un costo del barril incremental de 10.37 USD/BL mientras que para el Pesimista 13.15 USD/BL (la diferencia entre el caso optimista y pesimista es de 2.78 dólares, lo que representan el 26.81% del costo del barril incremental más bajo), con un PRI de 2.06 y 2.22 años respectivamente. (Anexo O-1).

El cambio en el precio del petróleo, tiene un impacto mucho más significativo que el cambio en el precio del polímero. Para el cambio en el precio del petróleo la diferencia en el VAN y el TIR entre el caso optimista y pesimista presenta una gran variación con respecto al caso base, de +/-3.8 millones de USD. Además el precio del Barril de petróleo límite es el más bajo de todos los casos, alrededor de 31.12 USD/BL, permitiendo una mayor posibilidad de aplicación que los otros escenarios (Anexo N-1).

Por lo tanto, luego de haber realizado el análisis económico de este escenario, se concluye que el proceso de inyección de polímeros es rentable y puede ser aplicado incluso en condiciones pesimistas del precio de polímero y del barril de petróleo, esto es resultado de que el costo del barril incremental de petróleo es bastante bajo para este Escenario.

7.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL ESCENARIO N°2- INYECCIÓN DE SURFACTANTE A LA FORMACIÓN.

Para el caso de inyección de surfactantes se ha consumido 5'754000 LB de surfactante, los cuales se han inyectado en 2.5 años al comienzo de la simulación de este caso, alcanzando una recuperación adicional de petróleo con respecto al caso de inyección de agua de 286424 BLS de petróleo. Utilizando la cantidad de surfactante consumido por año y el petróleo adicional obtenido por año, se ha construido la tabla presentada en el Anexo N-2.

Para el caso base se obtuvo un Costo por Barril Incremental de petróleo de 52.61 USD/BL, mientras que, tomando en cuenta el VPN y TIR, que son -2'747185 USD y 15% respectivamente, este caso no recupera ni siquiera la inversión realizada.

El cambio en el precio del surfactante tiene un gran impacto en la rentabilidad del proyecto, esto debido a que la cantidad de surfactante utilizado es bastante grande, pero incluso en el caso optimista, el proceso es poco rentable, para el Caso Optimista, el costo del barril incremental de petróleo es de 35.03 USD/BL, lo que dio un VPN de 876864, con un TIR ligeramente por encima de la tasa de actualización de capital, 26.10%, mientras que, para el Caso Pesimista el proceso genera un VPN bastante negativo de -6'371234 USD y una TIR de 7.8%, con un costo del barril incremental de petróleo de 70.19 USD, lo que es más de 17 USD con respecto al caso base(Anexo O-2).

Para el caso en que se varía el precio del barril de petróleo el impacto es mucho menos significativo que para el cambio del precio del surfactante, esto debido a que la cantidad de petróleo adicional recuperado comparado con los otros escenarios es pequeño y la cantidad de surfactante utilizada es bastante alta. Por lo cual, incluso para el caso optimista el proceso no es rentable, ya que el VPN es -891940 USD y el TIR es 20.67%, mientras que para el caso pesimista el VPN es de -4'602429 y el TIR es 8.65%(Anexo N-2).

Por lo tanto, luego de haber realizado el análisis económico de este escenario, se concluye que el proceso no es rentable incluso en condiciones optimistas del precio del surfactante y del barril de petróleo.

7.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL ESCENARIO N°3- INYECCIÓN DE SURFACTANTE Y POLÍMERO, SOLUCIÓN (SP) y BACHES (S-P) A LA FORMACIÓN.

a. Escenario N°3 a)

Para el caso de la inyección de una solución SP se ha consumido 524580 LB y 4'371500 LB de polímero y surfactante respectivamente, los cuales se inyectado en 3.5 años al comienzo de la simulación de este caso, alcanzando una recuperación adicional de petróleo con respecto al caso de inyección de agua de 671389 BLS de petróleo. Utilizando la cantidad de polímero y surfactante consumido por año, así como el petróleo adicional obtenido por año, se ha construido la tabla presentada en el Anexo N-3.

Para el caso base (precios del barril del petróleo y de los polímeros y surfactantes reales referenciales tomados de la tabla 6-59 y 6-60 se obtuvo un Costo por Barril Incremental de petróleo de 20.40 USD/BL, mientras que, el VPN y TIR son 14'760291 USD y 59.63% respectivamente. Para el caso pesimista en VPN y TIR son 6'480554 y 41.29% respectivamente, el PRI es 3.42 y 4.21 años para el caso optimista y pesimista respectivamente.. Si se compara este escenario con el de inyección de polímeros, aunque en este escenario se recupera más petróleo, debido al alto consumo especialmente de surfactante, en términos económicos de VPN y TIR, este proceso es ligeramente menos rentable que el de inyección de polímeros. (Anexo N-3).

Para el caso en que se varía el precio del barril de petróleo el impacto económico es más grande que para el cambio del precio del polímero y surfactante, esto debido a que la cantidad de petróleo adicional recuperado en este Escenario (Solución SP) con respecto a los otros Escenarios, es bastante grande, por lo que un aumento o disminución en el precio del petróleo, generan un gran impacto en el VPN y TIR del proyecto, cerca de +/-8 millones de USD del caso optimista y pesimista con respecto al caso base. Además el Precio Límite del Barril de Petróleo al cual este proyecto todavía es rentable, es relativamente moderado, 28.42 USD/BL, permitiendo una buena posibilidad de aplicación, incluso en condiciones pesimista, Además se encontró que para el caso optimista, a un precio del barril de petróleo de 110 USD/BL, este escenario alcanza el más alto VPN de todos los escenarios, 37'004928 USD. (Anexo N-3).

En cambio en el precio del surfactante y polímero tiene un impacto moderado en la rentabilidad del proyecto, esto debió a que el costo del barril incremental para el caso pesimista es de 26.88 USD/BLS, lo que es menos de 7 USD de diferencia con el caso base y para el caso optimista es de 13.93 USD/BL, con la misma diferencia, 7 USD con respecto al caso base, aun así tomando el caso optimista de precio polímero y surfactante, este caso alcanza en VPN más alto de todos los casos, 32'632233 USD. (Anexo O-3).

Por lo tanto, luego de haber realizado el análisis económico de este escenario, se concluye que el proceso es rentable y puede ser aplicado incluso en condiciones de precio del petróleo, polímero y surfactante pesimistas, y en condiciones optimistas, alcanza la más alta rentabilidad de todos los escenarios evaluados.

b. Escenario N°3 b)

Para el caso de inyección de polímeros se han consumido 384300 LB y 1'169000 LB de polímero y surfactante respectivamente, los cuales se han inyectado en 3.5 años al comienzo de la simulación de este caso, alcanzando una recuperación adicional de petróleo con respecto al caso de inyección de agua de 447057 BLS de petróleo. Utilizando la cantidad de polímero y surfactante consumido por año, así como el petróleo adicional obtenido por año, se ha construido la tabla presentada en el Anexo N-4.

Para el caso base se obtuvo un Costo por Barril Incremental de petróleo de 17.48 USD/BL, mientras que, el VPN y TIR son 19'686148 USD y 0.2889 respectivamente, por lo que el proyecto es rentable. Pero si se compara este escenario con el de inyección la solución SP, aunque en este escenario se utiliza una menor cantidad de químicos, debido a la menor producción de petróleo de este escenario, la inyección de la solución SP es mucho más conveniente que este escenario (Anexo N-4).

Para el caso en que se varía el precio del petróleo el impacto es más grande que para el cambio del precio del polímero y surfactante, esto debido a que la cantidad de petróleo adicional recuperado es considerable, generando un impacto importante en el VPN y TIR del proyecto, logrando una diferencia con el caso base de cerca de +/- 4.5 millones de USD para el caso optimista y pesimista. Además el precio del Barril de petróleo límite es moderado, 26.36 USD/BL, permitiendo una buena posibilidad de aplicación, incluso en condiciones pesimista, aunque en condiciones pesimistas en VPN es bastante menor comparado con el obtenido del escenario de inyección de la solución SP (Anexo N-3).

En el caso en el que se cambio en precio de los químicos (surfactante y polímero), se encontró que para este escenario el precio del surfactante y polímero no tiene un impacto significativo en la rentabilidad del proyecto, ya que la diferencia en el costo del barril incremental de petróleo es de cerca de 3 USD, y la diferencia en el VPN es de cerca de +/- 1.2 millones de USD del caso optimista y pesimista con respecto al caso base.

Por lo tanto, luego de haber realizado el análisis económico de este escenario, se concluye que el proceso es rentable y puede ser aplicado incluso en condiciones de precio del petróleo, polímero y surfactante pesimistas, aunque la rentabilidad de este escenario es mucho menor que para el escenario de inyección de la solución SP.

CAPÍTULO VIII

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES

1. El principal mecanismo detrás del uso de surfactantes para recuperación mejorada de petróleo es la reducción en la tensión superficial entre el agua y el petróleo atrapado.
2. El principal mecanismo detrás del uso de polímeros en la recuperación mejorada de petróleo es el aumento de la viscosidad del agua de inyección, para mejorar (reducir) la relación de movilidad agua-petróleo, y así conseguir un barrido más eficiente de la zona invadida.
3. El principal problema asociado a la recuperación mejorada de petróleo por inyección de surfactantes y polímeros se da cuando se presentan altos niveles de adsorción de estos químicos sobre la roca, esto debido a que su efecto sobre la movilidad del agua (polímeros) y sobre la tensión superficial agua-petróleo (surfactantes) se minimiza en gran medida y afecta la rentabilidad del proceso, esto tiene una mayor repercusión en el caso de los surfactantes debido a que las concentraciones que se requieren son mucho más altas que para los polímeros..
4. En la inyección de polímero, si bien el Factor de Resistencia Residual (RRF) y el Parámetro de mezcla Todd-LogStaf (ω) tienen incidencia sobre la recuperación de petróleo, esta es pequeña en comparación a otras variables como la Adsorción del polímero sobre la roca.
5. El Modelo “The Surfactant Model” de ECLIPSE no modela al detalle la química de un proceso de surfactante, sino más bien modela las características más importantes de una inundación de surfactante sobre una base de campo completo.
6. Las opciones “The Polymer Flood Model” y “The Surfactant Model” son una herramienta muy versátil para modelar y evaluar la eficiencia de los procesos de inyección de polímeros y surfactantes.
7. El valor de concentración óptimo obtenido para la inyección de polímeros (Escenario N°1) es de 0.31LB/BL, para la inyección de surfactantes (Escenario N°2) es de 3.5 LB/BL, para la inyección de una solución SP (Escenario N°3 a)) la concentración óptima de surfactante es de 1.75 LB/BL y la de polímero de 0.21 LB/BL y para el caso de la inyección por baches de surfactante y polímero (Escenario N°3 b)) es de 1.75 LB/BL de surfactante y 0.21 LB/BL de polímero.

8. El tamaño de bache óptimo encontrado para el caso de inyección de polímeros (Escenario N°1) es de 3años- 3meses, para el caso de inyección de surfactantes (Escenario N°2) es de 2años- 3meses, para el caso de inyección de una solución SP (Escenario N°3 a)) es de 3años- 3meses y para el caso de inyección por baches de surfactante y polímero (Escenario N°3 b)) es de 0años- 11meses de surfactante y 2años- 4meses de polímero, a todos los baches de polímero y surfactante les sigue un bache de empuje de agua, el cual se extiende hasta el final de la simulación en el año 2022.
9. El análisis económico basado en los parámetros óptimos obtenidos en este estudio, muestra que el proceso de inyección de polímeros, es el proceso más rentable y con menos riesgo de todos los escenarios evaluados incluso en condiciones de precio del barril de petróleo y del polímero pesimistas, esto debido al bajo consumo de polímero y a la alta recuperación de petróleo obtenida, con un costo por barril incremental de petróleo para el caso base de 11.76 USD/BL.
10. El análisis económico basado en los parámetros óptimos obtenidos en este estudio, muestra que el proceso de inyección de surfactantes es el proceso menos rentable de todos los casos, esto debido al alto consumo de surfactante y a la baja recuperación de petróleo obtenida, con un costo por barril incremental de petróleo para el caso base de 52.61 USD/BL, lo que hace que este escenario se vuelva antieconómico en condiciones pesimistas de precio del surfactante.
11. El análisis económico basado en los parámetros óptimos obtenidos en este estudio, muestra que el proceso de inyección de la solución SP es el proceso en el que se recupera la cantidad más alta de petróleo incremental con respecto al caso de inyección de agua, 671389 BLS, y que este es el proceso más rentable luego del caso de inyección de polímeros. Además se encontró que este caso es muy sensible al cambio en el precio del barril de petróleo, ya que a un precio de 110 USD/BL, este escenario alcanza el más alto VPN de todos los casos, 37'004928 USD.
12. El análisis económico basado en los parámetros óptimos obtenidos en este estudio, muestran que el proceso de inyección de Baches de surfactante y polímero S-P es rentable incluso en condiciones pesimistas, aunque en comparación con el escenario de inyección de la solución SP, es mucho menos rentable.
13. La inyección de polímeros y surfactantes es un proceso de EOR prometedor para incrementar la recuperación de petróleo en la arena "U" inferior del Campo Sacha, los escenarios más favorables son la inyección de polímeros e inyección de una solución SP.
14. Además de las incertidumbres propias del Modelo de Simulación de la Arena "U Inferior", en este estudio no se considero la degradación química y mecánica debido a

efecto de la salinidad del agua de formación y de inyección y el esfuerzo cortante debido al flujo a través del medio poroso a la que están sometidos los polímeros y surfactantes utilizados en este proceso de EOR. Esto debe ser tomado muy en cuenta al momento de utilizar los resultados de este estudio, ya que estos factores afectan directamente al comportamiento de los mismos en el yacimiento.

15. En el proceso de aplicación de polímeros, se obtiene una considerable reducción en la producción de agua, la cual al momento de realizar un análisis económico puede ser un punto a favor en el desarrollo del proyecto, esto como resultado del manejo de un menor volumen de producción de agua y su posterior tratamiento e inyección. Debido a la naturaleza conceptual de este estudio, esta observación esta fuera del alcance de este estudio, ya que los datos necesarios para realizar este análisis se obtienen de los estudios de laboratorio de los productos químicos (polímero y surfactante) que se van a inyectar.

8.2. RECOMENDACIONES

1. Se debe realizar análisis de laboratorio tanto para la los polímeros como para los surfactantes, en donde además de los parámetros mencionados en este estudio, se evalué la salinidad, la temperatura, la reducción de la viscosidad de los polímero por el efecto de cizalla, el cambio de mojabilidad de la roca en el proceso de inyección de surfactantes, para posteriormente realizar la simulación de dichos procesos.
2. En las pruebas de laboratorio se debe determinar los polímeros y surfactantes cuya estructura y composición tengan buena compatibilidad con la formación. También es importante que el escalamiento de los productos químicos encontrados en laboratorio como adecuados, se haga correctamente para su uso a escala de campo.
3. La adición de co-surfactantes y co-solventes en la solución SP e inyección de surfactantes también debe ser probados, ya que estos pueden contribuir a que los procesos sean más eficaz.
4. El proceso de recuperación mejorada por inyección de polímeros y surfactantes presenta mejores resultados cuando se inician temprano en la vida productiva de los campos, por lo que es recomendable masificar este tipo de estudios para su implementación.

CAPÍTULO IX

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

9.1. BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- [1] SALAGER J. L., Cuaderno FIRP s357c, “Recuperación Mejorada del Petróleo”, Mérida-Venezuela (2005), disponible en:
<http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/s357c.pdf>
- [2] SALAGER J. L., Cuaderno Firp s311-a, “El Mundo de los Surfactantes”, Mérida-Venezuela, Versión # 01 (1992), disponible en:
<http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/s311a.pdf>
- [3] TIORCO, 4 page layout - Spanish (LA).indd - **Tiorco.com**, Resumen de Productos Tecnológicos, disponible en:
<http://www.tiorco.com/.../brochure-Technology-Products-Summary-Spanis...>
- [4] ZERPA L. E.; PERDOMO M. G., Seminario ASP - “Simulación Computacional de Procesos ASP”, Universidad de Zulia-Facultad de Ingeniería Instituto de Cálculo Aplicado, Maracaibo, Julio de 2002, disponible en:
<http://www.ica.luz.ve/.../Seminario Simulacion ASP - Nivelacion Fundamentos ASP.pdf>
- [5] RIO NAPO CEM, disponible en: <http://www.rionapocem.com.ec/la-empresa/mision-vision.html>
- [6] Gerencia Técnica de Yacimientos de RIO NAPO CEM
- [7] GERMÁN E. R., “Energía a Debate, El Cambio Generacional Es Uno De Los Grandes Retos Para La Ingeniería Petrolera Mexicana”, disponible en:
<http://energiaadebate.com/%C2%BFdonde-esta-la-siguiente-cuadrilla-para-enfrentar-los-proximos-retos-de-ep/>:
- [8] Paris, M., “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Ediciones Astro data S.A, Maracaibo, Venezuela. Segunda Edición (2001)
- [9] BARANDIARAN L. C., Reservorio-CAPITULOII, 2006.
- [10] DOCUMENTO TÉCNICO 1 (DT-1), Comisión nacional de hidrocarburos (México), “Factores De Recuperación de Aceite y Gas en México”, 4 de Junio de 2010, pág. 9/116; disponible en: <http://cnh.gob.mx/.../DOCUMENTOTECNICO1FINAL.pdf>
- [11] ESCOBAR F. H., “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”.
- [12] PDVSA-CIED, 1998, disponible en:
<http://balance-de-materiales.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/recuperacion-mejorada-por-metodos.html>

- [13] ZERPA L. E., Universidad del Zulia, “Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de álcali, surfactante y polímero”, Maracaibo, Mayo de 2004
- [14] The microbial EOR Ramkrishna Sen, Department of Biotechnology, Indian Institute of Technology (IIT), Kharagpur, West Bengal 721302, India.
- [15] SLIDE, H.C. Penn Well Book, “Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods”, Tulsa, Oklahoma. 1983.
- [16] SHENG, J. J., Elsevier.Inc, “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (Theory and Practice)”, USA. 2011..
- [17] SALAGER, Cuaderno Firp S747-A- Versión # 2, “Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades deseadas. Estado del Arte Parte A”, Mérida-Venezuela, 1999, disponible en:
<http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/s311a.pdf>
- [18] MAERKER, J.M., Exxon Production Research Co - Society of Petroleum Engineers Journal, Volume 15-number 4 (pag. 311-322), “Shear Degradation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions”, agosto- 1975.
- [19] SAVINS, J. G., Encyclopedia of Industrial Chemical Analysis, “Fluid Rheological Measurements. F. D”. New York,Wiley. 1966.
- [20] LITTMANN, W. “Polymer Flooding Elsevier”. Netherlands. 1988.
- [21] CRAIF, F. Monograph Series-Society of Petroleum Engineers of AIME, “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, Dallas, agosto-1971.
- [22] CANACHE M. C., “Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados”, Monagas-Venezuela, agosto-2006.
- [23] HUH C., Journal of Colloid and Interface Science, “Interfacial Tensions and Solubilizing Ability of a Microemulsion Phase that Coexists with Oil and Brine”, septiembre 1979.
- [24] EMEGWALU C. C., “Thesis-Enhanced Oil Recovery for Norne Field's E-Segment using Surfactant Flooding”, Norwegian. 2010.
- [25] KLEPPE J.; SKJAEVELAND S, “Monograph-Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoirs”, NPD Stavanger. 1992.
- [26] KALNAES, P. E., “Thesis-An EOR Evaluation of Surfactant Flooding in the Norne E-Segment based on Applied Reservoir Simulation”, June 2010.
- [27] GLOVER C. J., PUERTO M.C., MAEKER, J.M., and SANDVIK E.L., Society of Petroleum Engineers Journal, “Surfactant Phase Behavior and Retention in Porous Media”, junio-1979.

- [28] KRUMRINE P. H., J. Am. Oil Chem. Soc, “The use of sacrificial agents in combination with surfactants in enhanced oil recovery”, octubre-1982.
- [29] ADAMSON G., et al. “Simulation throughout the life of a reservoir.OilfieldReview”, pages 16–27, 1996.
- [30] VILLA J. R., Universidad Central de Venezuela, “Simulación de Yacimientos”, Caracas-Venezuela, 2005.
- [31] ACOSTA E. J., TOLOSA L.I., Journal of Surfactants and Detergents , “Enhancing solubilization in microemulsions: State of the art and current trends”, 2006.
- [32] ALVARADO V.; MANRIQUE E., Enhanced Oil Recovery, “Field Planning and Development Strategies”
- [33] DREYER, T. ASHTON, M. (ed.) *Advances in Reservoir Geology*. Geological Society Special Publications No 69, “Geometry and Facies of Large-Scale Flow Units in Fluvial-Dominated Fan-Delta Front Sequences”, p135-174, 1993.
- [34] TYLER, N.; FINLEY, R. J. SEPM Concepts in Sedimentology and Palaeontology, “Architectural Controls on the Recovery of Hydrocarbons from Sandstone Reservoirs,” V3, p3-7, 1991.
- [35] HENSON r., SPE 75148- Schlumberger DCS, Adrian Todd and Patrick Corbett, Heriot-Watt University, “Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects”
- [36] Schlumberger’s Eclipse Reservoir software manuals 2010.2
- [37] <http://informatica.uv.es/iiguia/2000/IPI/libro.htm>

CAPÍTULO X

10. ANEXOS.

ANEXO A: KEYWORDS DE LA OPCIÓN “POLYMER FLOOD MODEL” (Fuente: Manual ECLIPSE 100- 2010.2)

A-1: Sección RUNSPEC

Palabra clave	Descripción
BRINE	Activa la opción sensibilidad del polímero a la sal.
MISCIBLE	Artículo 1 establece el número máximo de regiones de parámetros de mezcla.
POLYMER	Activa el “Polymer Flood Model”.

A-2: Sección GRID

Palabra clave	Descripción
RPTGRID	Controla la salida de la sección GRID. El mnemónico POLYMER emite un mapa de los valores de $1/(\text{poro} \cdot \text{área})$ usados para cálculos de adelgazamiento por cizalla.

A-3: Sección PROPS

Palabra clave	Descripción
PLYADS	Isotermas de adsorción de polímero.
ADSORP	Isotermas de adsorción analítica con dependencia de la salinidad y permeabilidad.
PLYMAX	Concentración de polímero/sal cálculos de mezcla.
PLYROCK	Especifica las propiedades roca-polímero.
PLYSHEAR	Datos de adelgazamiento por cizalla del polímero.
PLYVISC	Función de la viscosidad de la solución de polímero.
PLYVISCs	Función de la viscosidad de polímero/sal.
RPTPROPS	Controla la salida de la sección PROPS. El mnemónico PLYVISC etc. salida de las propiedades de “Polymer Flood Model.
SALTNODE	Nodos de concentración de sal para la viscosidad de la solución de polímero.
TLMIXPAR	Parámetro de mezcla Todd-Longstaff.

A-4: Sección REGIONS

Palabra clave	Descripción
MISCNUM	Número de regiones de miscibilidad.
RPTREGS	Controla la salida de la sección REGIONS. El mnemónico MISCNUM emite números de regiones de mezcla.

A-5: Sección SOLUTION

Palabra clave	Descripción
RPTSOL	Controla la salida de la sección SOLUTION. Mnemónico - FIPPLY emite informes de lugar de líquido polímero /sal. - PBLK emite valores de concentración de polímero iniciales de los bloques de la

	grilla. - PLYADS emite la concentración actual de polímero adsorbido sobre la formación. roca. - RK emite el factor de reducción de la permeabilidad relativa del agua. - SALT emite valores de concentración de sal iniciales de los bloques de la grilla. - SALTVD emite las tablas de la concentración de sal inicial versus la profundidad.
SALT	Concentración de sal inicial.
SALTVD	Concentración de sal versus profundidad de equilibrio.

A-6: Sección SUMMARY

Las siguientes palabras claves controlan la salida de datos específicos para el “The Polymer Flood Model”:

Campo	Grupo	Pozo	Conexión	Región	Block	Información
			CCFR			Tasa de flujo de polímero (+ o -)
FCPR	GCPR	WCPR				Tasa de producción de polímero
FCPT	GCPT	WCPT	CCPT			Producción total
FCIR	GCIR	WCIR				Tasa de inyección de polímero
FCIT	GCIT	WCIT	CCIT			Inyección de total
					BCCN	Concentración de polímero de la celda
FCIP				RCIP	BCIP	Polímero en solución
				RCFT		Flujo de polímero total
FCAD				RCAD	BCAD	Adsorción total del polímero
			CSFR			Tasa de flujo de sal (+ o -)
FSPR	GSPR	WSPR				Producción total
FSPT	GSPT	WSPT	CSPT			Producción de sal total
FSIR	GSIR	WSIR				Tasa de inyección de sal
FSIT	GSIT	WSIT	CSIT			Inyección de sal total
					BSCN	Concentración de sal de la celda
FSIP				RSIP	BSIP	Sal en el lugar
				RSFT		Flujo de sal total
					BEPVISC (BVPOLY)	Viscosidad efectiva de la solución de polímero (EQ .64)
					BEWVPL	Viscosidad efectiva del agua (EQ .65)
					BEMVIS	Viscosidad efectiva de la mezcla (EQ .66)

A-7: Sección SCHEDULE

Palabra clave	Descripción
RPTSCHED	Controla la salida de la sección SCHEDULE. Mnemónico - FIPSALT emite informes de lugar de los fluido polímero/sal.

	<ul style="list-style-type: none"> - PBLK emite valores de concentración de polímero de los bloques de la grilla. - PLYADS emite la concentración de polímero adsorbido actual sobre la roca de la formación. - RK emite factor de reducción de la permeabilidad relativa del agua. - SAL emite valores de concentración de sal de los bloques de la grilla.
RPTRST	<p>El mnemónico VISC permite dar salida a viscosidades adicionales cuando el polímero está activo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - SHWATVIS: viscosidad efectiva del polímero debido al adelgazamiento por corte (palabra clave PLYSHEAR) - EPVIS: viscosidad efectiva del polímero (opción Polymer) - EMVIS: Viscosidad efectiva de la mezcla (agua /polímero) (opción Polymer) - EWV_POL: viscosidad efectiva del agua (opción Polymer) - EWV_SAL: viscosidad efectiva del agua debido a la concentración de sal (opción Brine)
WPOLYMER	Establece concentraciones de polímero /sal para los pozos de inyección. Los argumentos pueden ser utilizados como argumentos definidos por el usuario (UDA).

ANEXO B: KEYWORDS DE LA OPCIÓN “SURFACTANT MODEL”

B-1: Sección RUNSPEC

Palabra clave	Descripción
PARTTRAC	Activa y dimensiona la opción Partitioned Tracer.
SURFACT	Activa el Modelo Surfactant.
SURFACTW	Activa el Modelo Surfactant y permite el modelado de cambios de mojabilidad.

B-2: Sección GRID

Palabra clave	Descripción
RPTGRID	<p>Controla la salida de la sección GRID.</p> <p>El mnemónico KOVERD emite valores de K/D usados en el cálculo del número capilar.</p>

B-3: Sección PROPS

Palabra clave	Descripción
RPTPROPS	<p>Controla la salida de la sección PROPS.</p> <p>El mnemónico SURFVISC y así sucesivamente propiedades tensioactivas de salida.</p>
SOCRS	Escala las saturaciones críticas de aceite-agua en condiciones miscibles.
SURFADDW	Define ponderación entre las permeabilidades relativas mojante al aceite y mojante al agua como una función de la masa de surfactante adsorbido.
SURFADS	Isoterma de adsorción del surfactante.
ADSORP	Isoterma analítica de adsorción con dependencia de la salinidad..
SURFCAPD	Datos de de-saturación capilares del surfactante
SURFROCK	Propiedades roca-surfactante e indicador del modelo de adsorción.
SURFST	Tensión superficial agua-aceite en presencia de tensioactivo.
SURFVISC	Viscosidad del agua modificada.
TRACER	Define los trazadores (para la opción Partitioned Tracer)
TRACERKP	Define la función K(P) para los trazadores particionados.

B-4: Sección REGIONS

Palabra clave	Descripción
SURFNUM	Número de regiones de miscibilidad del surfactante
SURFWNUM	Define el número de regiones de la tabla de saturación inmisible mojable al agua, el número también define la tabla que describe la fracción de miscibilidad de petróleo /agua a utilizar.
TRKPFxxx	Especifica la función de particionamiento para el trazador xxx para cada bloque de la grilla ('xxx' = 'SUR' para surfactante)

B-5: Sección SOLUTION

Palabra clave	Descripción
RPTSOL	Controla la salida de la sección SOLUTION. El mnemónico SOCRS genera las saturaciones de petróleo críticas después de una inundación de surfactante.

B-6: Sección SUMMARY

Las siguientes palabras claves controlan la salida de datos específicos para el “The Surfactant Model”:

Field Campo	Group Grupo	Well Pozo	Connection Conexión	Region Región	Bloque Block	Information Información
			CTFSUR			Tasa de flujo (+ o -)
FTPRSUR	GTPRSUR	WTPRSUR				Tasa de producción
FTPTSUR	GTPTSUR	WTPTSUR	CTPTSUR			Producción total
FTIRSUR	GTIRSUR	WTIRSUR				Tasa de inyección
FTITSUR	GTITSUR	WTITSUR	CTITSUR			Inyección de total
					BTCNSUR	Concentración
FTIPTSUR				RTIPTSUR	BTIPTSUR	En solución
				RTFTTSUR		Flujo total
FTADSUR				RTADSUR	BTADSUR	Adsorción total del polímero
					BTCASUR	Log(núm. capilar)
					BEWV_SUR	Viscosidad efectiva del agua debido al surfactante

B-7: Sección SCHEDULE

Palabra clave	Descripción
RPTSCHED	Controla la salida de la sección SCHEDULE. Mnemónico - FIPSURF emite informes de surfactante en sitio. -SURFBLK emite valores de concentración de surfactante y número capilar. -SURFADS emite la concentración actual de surfactante adsorbido sobre la roca de la formación.
RPTRST	Controla la salida del archivo Restart Mnemónico -VISC permite la salida de la viscosidad efectiva del agua debido al surfactante como EWV_SUR
WSURFACT	Especifica la concentración de surfactante del agua del inyector.

ANEXO C: PROPIEDADES DE LOS POLÍMEROS Y SU INTERACCIÓN CON LA ROCA Y FLUIDOS DEL RESERVORIO, INGRESADOS EN LAS KEYWORDS DE LA SECCIÓN “PROPS”.

Las propiedades tanto del polímero como del surfactante, fueron tomadas del estudio denominado “A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkali, Surfactant and/or Polymer)” realizado en el Campo Norne segmento-E en el proyecto de Tesis de Maestría realizado por Yugal Kishore Maheshwari, agosto del 2011 a través del “Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics Norwegian” de la “University of Science and Technology”.

El estudio mencionado se deriva de estudios preliminares realizados por Per Einar Kalnæs Chinenye (Trondheim, 2009), Chinenye Clara Emegwalu (Spring 2010) desarrollados para evaluar la eficiencia de las variables principales que intervienen en el proceso de inyección de polímeros y surfactantes, además todos los trabajos fueron supervisados por el Profesor Jon Kepple. Estos factores asociados a las similitudes de la arena “U Inferior” del campo Sacha con el reservorio del Campo Norne segmento-E, principalmente en la temperatura, profundidad, tipo de formación y desarrollo el campo, dieron una mayor validez a los datos de las propiedades de los polímeros y surfactantes tomados de este estudio.

El reservorio está comprendido de arenas, de edad Jurasica media a tardía de excelente calidad. El reservorio esta a una profundidad de 8200 pies, con una temperatura de fondo de 208.2°F, la presión inicial del yacimiento fue de 3962 Psi, y la de burbuja 3640 PSI. La viscosidad del petróleo al punto de burbuja es de 0.58 y la densidad 0.712. El desarrollo del campo comenzó en 1997 y el petróleo está siendo producido solo por inyección de agua como mecanismo de empuje.

Debido a las similitudes principalmente en la temperatura, profundidad, tipo de formación y desarrollo el campo, se tomaron las propiedades de los polímeros y surfactantes presentadas en el estudio mencionado.

C-1: FUNCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN DE POLÍMERO.

PLYVISC	
--- Conc. LB/BL	Factor multiplicador de la viscosidad del agua pura
0.0	1.000
0.0350595	1.550
0.1051785	2.550
0.1752975	5.125
0.2454165	8.125
0.350595	21.200 /

C-2: PROPIEDADES ESPECÍFICAS ROCA POLÍMERO.

PLYROCK				
---Vol. poroso muerto	RRF	Densidad de la roca LB/BL	Índice de adsorción	Adsorción máxima LB/LB
0.14	1.75	964.14	1	0.000017 /
0.14	1.75	964.14	1	0.000017 /

0.14	1.75	964.14	1	0.000017 /
0.14	1.75	964.14	1	0.000017 /

C-3: FUNCIONES DE ADSORCIÓN DEL POLÍMERO.

PLYADS	
--- Conc.	Conc. de polímero adsorbido
LB/BL	LB/LB
0.0	0.0
0.1752975	0.0000017
0.350595	0.0000017 /
0.0	0.0
0.1752975	0.0000017
0.350595	0.0000017 /
0.0	0.0
0.1752975	0.0000017
0.350595	0.0000017 /
0.0	0.0
0.1752975	0.0000017
0.350595	0.0000017 /

C-4: CONCENTRACIÓN SAL/POLÍMERO PARA CALCULOS DE MEZCLAS.

PLYMAX	
---Con. máx. polímero	Con. máx. sal
0.350595	0.0 /
0.350595	0.0 /
0.350595	0.0 /
0.350595	0.0 /

C-5: PARÁMETRO DE MEZCLA TODD-LONGSTAFF.

TLMIXPAR
1.0 /

ANEXO D: PROPIEDADES DE LOS SURFACTANTES Y SU INTERACCIÓN CON LA ROCA Y FLUIDOS DEL RESERVORIO, INGRESADOS EN LAS KEYWORS DE LA SECCIÓN “PROPS”.

D-1: FUNCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN DE SURFACTANTE.

SURFVISC	
--- Conc.	Viscosidad del agua
LB/STB	Centipoise
0.0	0.3087
0.1	0.6
0.2	0.7
0.8	0.8 /
0.0	0.3087
0.1	0.6
0.2	0.7
0.8	0.8 /
0.0	0.3087
0.1	0.6
0.2	0.7
0.8	0.8 /
0.0	0.3087
0.1	0.6
0.2	0.7
0.8	0.8 /
0.0	0.3087
0.1	0.6
0.2	0.7
0.8	0.8 /

D-2: FUNCIONES DE ADSORCIÓN DEL SURFACTANTE.

SURFADS	
---Conc.	Con. Surfactante adsorbido
LB/STB	LB/LB
0.0	0.00000
0.1	0.00005
0.2	0.00005
1.0	0.00005 /
0.0	0.00000
0.1	0.00005
0.2	0.00005
1.0	0.00005 /
0.0	0.00000
0.1	0.00005

0.2	0.00005
1.0	0.00005 /
0.0	0.00000
0.1	0.00005
0.2	0.00005
1.0	0.00005 /
0.0	0.00000
0.1	0.00005
0.2	0.00005
1.0	0.00005 /

D-3: TENSIÓN SUPERFICIAL AGUA-PETRÓLEO VS. CONCENTRACIÓN (SURFACTANTE).

SURFST	
Conc.	Tensión superficial agua-petróleo en presencia de surfactante
LB/STB	LB/IN
0	100
0.1	50
0.2	10
0.5	0 /
0	100
0.1	50
0.2	10
0.5	0 /
0	100
0.1	50
0.2	10
0.5	0 /
0	100
0.1	50
0.2	10
0.5	0 /
0	100
0.1	50
0.2	10
0.5	0 /

D-4: FUNCIONES DE DESATURACIÓN CAPILAR DEL SURFACTANTE.

SURFCAPD	
--- Log(núm. Capilar)	Función de Miscibilidad
-10	0.0
2	0.0
5	1.0
10	1.0 /
-10	0.0
2	0.0
5	1.0
10	1.0 /
-10	0.0
2	0.0
5	1.0
10	1.0 /
-10	0.0
2	0.0
5	1.0
10	1.0 /
-10	0.0
2	0.0
5	1.0
10	1.0 /

D-5: ESPECIFICA LAS PROPIEDADES SURFACTANTE-ROCA.

SURFROCK	
--- Modelo de desadsorción	Densidad de la roca
	LB/RBL
1	964.14 /
1	964.15 /
1	964.16 /
1	964.17 /
1	964.18 /

ANEXO E: TABLAS DE LAS FUNCIONES DE SATURACIÓN AGUA-PETRÓLEO VS. SATURACIÓN DE AGUA. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámico de la Arena “U” Inferior del Campo Sacha)

La tabla N°5, especifica las funciones de saturación agua-petróleo, cuando en presencia de un alta concentración de surfactante el flujo agua-petróleo se considera miscible, esta tabla es añadida con el keyword TABDIMS y es especificada para cada región o celda por medio de la keyword SURFNUM. Las tablas N°1 a la N°4, son utilizadas para el flujo inmisible agua-petróleo, en los casos de inyección de agua y polímero. Los datos de entrada de los Anexos E hasta la I, fueron obtenidos del Modelo de Simulación Dinámica de la Arena “U” Inferior del Campo Sacha

SWOF			
Sw	krw	kro	Pc(w-o)
-	-	-	psi
0.055	0	1	31.483
0.0688	0.0023	0.93859	22.921
0.08828	0.00554	0.85	17.344
0.12155	0.01082	0.725	12.311
0.15483	0.0164	0.615	0.87634
0.18811	0.02236	0.52	0.56254
0.1905	0.022818	0.51411	0.54
0.22138	0.02873	0.438	0.39992
0.25466	0.03559	0.362	0.30291
0.256	0.035869	0.35906	0.299
0.26105	0.03692	0.348	0.2897
0.28794	0.04304	0.30301	0.24016
0.30071	0.04595	0.28	0.22698
0.32121	0.05106	0.248	0.20582
0.33484	0.05445	0.227	0.19487
0.35449	0.05981	0.2	0.1791
0.36966	0.06394	0.18	0.16938
0.38777	0.06932	0.16	0.15779
0.39985	0.073118	0.14824	0.15151
0.42104	0.079781	0.12761	0.14049
0.42988	0.08256	0.119	0.13669
0.45432	0.09116	0.098	0.12619
0.4647	0.09482	0.0913	0.12246
0.4876	0.10359	0.073	0.11422
0.52087	0.11729	0.0556	0.10216
0.55655	0.13322	0.038	0.089222
0.58823	0.14887	0.02588	0.077738
0.61561	0.16363	0.01919	0.063179
0.6207	0.16637	0.018255	0.060473
0.63625	0.17475	0.0154	0.05765
0.64254	0.17848	0.015	0.055201
0.67547	0.19797	0.00952	0.042381
0.72932	0.22984	0.00223	0.02596

0.74579	0.23959	0	0.02438
1	0.23959	0	0
/			
0.14	0	1	5.5
0.15014	0.00297	0.916	45.315
0.1693	0.0085747	0.81195	3.614
0.16966	0.00868	0.81	36.018
0.19381	0.01576	0.689	27.866
0.19993	0.01755	0.662	2.58
0.23047	0.026497	0.54643	19.987
0.23164	0.02684	0.542	19.868
0.26986	0.03803	0.4212	15.982
0.27014	0.03811	0.42	15.963
0.30632	0.0487	0.331	13.499
0.33156	0.05609	0.278	1.178
0.35482	0.06291	0.233	10.766
0.39613	0.07512	0.16303	0.89658
0.39674	0.0753	0.162	0.89444
0.43057	0.087004	0.12222	0.7753
0.43076	0.08707	0.122	0.77464
0.48819	0.10909	0.080613	0.62276
0.48904	0.10942	0.08	0.62104
0.52556	0.12745	0.0573	0.54758
0.52775	0.12881	0.056388	0.5427
0.57192	0.15632	0.038	0.44452
0.57204	0.1564	0.037946	0.44426
0.59939	0.17472	0.0257	0.39276
0.60504	0.17851	0.0235	0.38372
0.63879	0.20028	0.0126	0.3299
0.64731	0.20617	0.0112	0.31632
0.71626	0.25387	0.00092	0.22134
0.7224	0.25812	0	0.21654
1	0.25812	0	0
/			
0.19	0	1	12.246
0.20095	0.00347	0.90603	10.082
0.20631	0.00516	0.86009	91.671
0.20988	0.00644	0.83941	85.572
0.226	0.01225	0.74601	7.069
0.22987	0.01364	0.7236	6.785
0.25016	0.02163	0.62985	54.544
0.25849	0.02491	0.59138	49.081
0.26807	0.02879	0.55811	44.618
0.29223	0.03856	0.47426	38.186
0.30175	0.04241	0.44121	36.319
0.33902	0.05713	0.33433	29.014

0.3532	0.06272	0.29834	26.724
0.37439	0.07106	0.24458	23.302
0.4181	0.08943	0.17058	17.252
0.46964	0.10773	0.10273	12.923
0.47094	0.10819	0.10103	12.855
0.50981	0.13027	0.06378	10.813
0.54688	0.15561	0.03735	0.88646
0.54789	0.1564	0.03684	0.88199
0.58288	0.18367	0.01922	0.72725
0.61359	0.21253	0.00638	0.59219
0.61434	0.21324	0.00606	0.59026
0.642	0.24	0	0.51927
0.68978	0.286	0	0.39663
1	0.286	0	0
/			
0.19	0	1	12.246
0.20095	0.00347	0.90603	10.082
0.20631	0.00516	0.86009	91.671
0.20988	0.00644	0.83941	85.572
0.226	0.01225	0.74601	7.069
0.22987	0.01364	0.7236	6.785
0.25016	0.02163	0.62985	54.544
0.25849	0.02491	0.59138	49.081
0.26807	0.02879	0.55811	44.618
0.29223	0.03856	0.47426	38.186
0.30175	0.04241	0.44121	36.319
0.33902	0.05713	0.33433	29.014
0.3532	0.06272	0.29834	26.724
0.37439	0.07106	0.24458	23.302
0.4181	0.08943	0.17058	17.252
0.46964	0.10773	0.10273	12.923
0.47094	0.10819	0.10103	12.855
0.50981	0.13027	0.06378	10.813
0.54688	0.15561	0.03735	0.88646
0.54789	0.1564	0.03684	0.88199
0.58288	0.18367	0.01922	0.72725
0.61359	0.21253	0.00638	0.59219
0.61434	0.21324	0.00606	0.59026
0.642	0.24	0	0.51927
0.68978	0.286	0	0.39663
1	0.286	0	0
/			
0.0	0.0	1.0	0.0
1.0	1.0	0.0	0.0
/			

ANEXO F: COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámico de la Arena “U” Inferior del Campo Sacha)

ROCK

P ref.	Compresibilidad	
psi	1/psi	
4048	3.5E-006	/
4048	3.5E-006	/
4048	3.5E-006	/
4048	3.5E-006	/

ANEXO G: DENSIDAD DE LOS FLUIDOS A CONDICIONES DE SUPERFICIE. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámico de la Arena “U” Inferior del Campo Sacha)

DENSITY

ρo	ρw	ρg	
lb/ft3	lb/ft3	lb/ft3	
57.17	63.004	0.079645	/

ANEXO H: PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO VIVO (CON GAS DISUELTO). (Fuente: Modelo de Simulación Dinámico de la Arena “U” Inferior del Campo Sacha)

PVTO

Rs	P bub.	Bo(P bub.)	μo(P bub.)	
Mscf/stb	psia	rb/stb	cP	
0.05	14.7	11.195	5.1	/
0.074314	260.66	1.142	4.2	
508.44	11.368	43.152		
756.22	11.351	44.938		
1004	11.342	47.224		
1184.7	11.336	4.93		
1499.6	11.333	5.309		
1747.3	1.133	56.629		
1995.1	11.328	60.564		
2242.9	11.327	64.894		
2490.7	11.325	69.623		
2986.2	11.324	80.298		
3481.8	11.322	92.629		
4225.2	11.321	11.428	/	
0.1129	600	11.628	3.8	
756.22	11.584	3.897		
1004	11.562	40.316		
1251.8	11.548	41.978		
1499.6	11.539	43.923		
1747.3	11.533	46.131		
1995.1	11.528	48.592		
2242.9	11.524	51.296		

2490.7	11.521	54.239	
2738.5	11.519	57.418	
2986.2	11.517	60.831	
3234	11.515	64.476	
3481.8	11.513	6.835	
3729.6	11.512	72.452	
4225.2	1.151	81.327	
4720.7	11.508	91.066	/
0.14483	800	11.846	3.65
1004	11.805	3.74	
1251.8	11.781	39.119	
1499.6	11.764	40.553	
1747.3	11.752	42.202	
1995.1	11.743	44.053	
2242.9	11.736	46.094	
2490.7	11.731	48.319	
2738.5	11.726	50.723	
2986.2	11.723	53.299	
3234	11.719	56.046	
3481.8	11.717	58.959	
3729.6	11.714	62.035	
3977.4	11.712	6.527	
4225.2	1.171	68.659	
4472.9	11.709	72.199	
4720.7	11.707	75.884	
4968.5	11.706	79.709	/
0.20286	1004	12.071	3.49
1251.8	12.032	35.592	
1499.6	12.005	36.652	
1747.3	11.987	37.893	
1995.1	11.972	39.301	
2242.9	11.961	40.863	
2490.7	11.953	42.572	
2738.5	11.945	44.421	
2986.2	11.939	46.406	
3234	11.934	48.521	
3481.8	1.193	50.764	
3729.6	11.926	5.313	
3977.4	11.923	55.614	
4225.2	1.192	58.214	
4472.9	11.917	60.926	
4720.7	11.915	63.744	
4968.5	11.913	66.664	/
0.24	1184.7	12.302	33.472
1499.6	12.263	34.292	
1747.3	12.235	35.273	

1995.1	12.214	36.399	
2242.9	12.198	3.766	
2490.7	12.185	39.047	
2738.5	12.175	40.553	
2986.2	12.166	42.173	
3234	12.158	43.902	
3481.8	12.152	45.735	
3729.6	12.146	47.669	
3977.4	12.142	4.97	
4225.2	12.137	51.824	
4472.9	12.133	54.037	
4720.7	1.213	56.336	
4968.5	12.127	58.717	/
/			

ANEXO I: FUNCIONES PVT DEL AGUA. (Fuente: Modelo de Simulación Dinámico de la Arena “U” Inferior del Campo Sacha)

PVTW

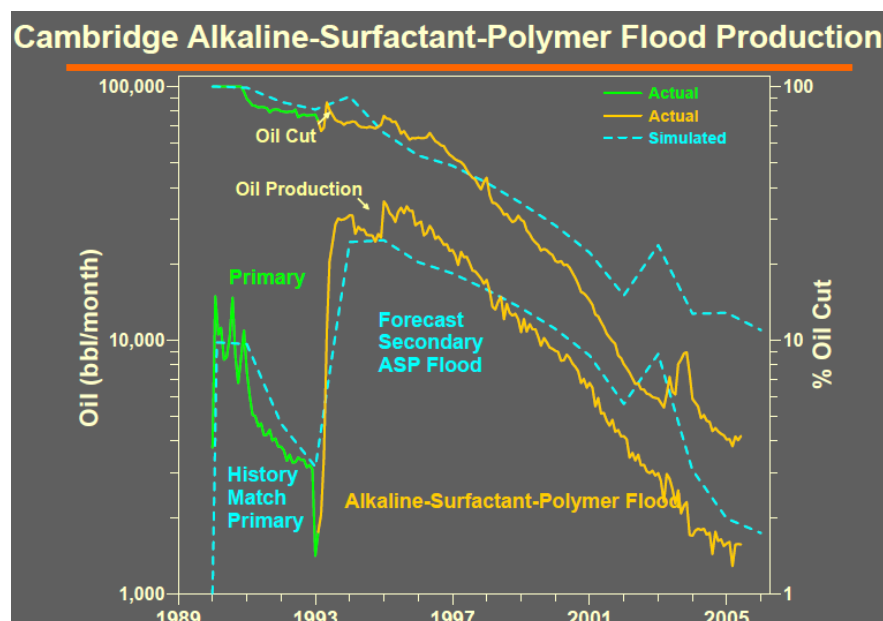
P ref.	Bw(Pref)	Cw(Pref)	μ_w(Pref)	Cv (viscosibilidad del agua)
psi	rb/stb	1/psi	cP	1/psi
4085	10.335	2.63E-006	0.3087	0 /

ANEXO J: INYECCIÓN ASP EN EL CAMPO CAMBRIDGE. (Fuente: Alkaline-Surfactant-Polymer Oil Recovery Technology, Surtek Inc, <http://petroleum.mines.edu/research/mcers/documents/CSM021406.pdf>)

J-1: CARACTERÍSTICAS DEL CAMPOS CAMBRIDGE.

Cambridge Field	
Formation	Minnelusa Upper B
Depth	7,108 ft
Temperature	132°F
Pore volume	7,117 Mbbl
Thickness	29 ft
Average porosity	18%
Average Permeability	845 md
Initial water saturation	31.6%
Initial pressure	1792 psi
Oil API gravity	20°
Oil viscosity	31 cp
Water viscosity	0.52 cp
Mobility ratio	5.6

J-2: PRODUCCIÓN DEL CAMPO CAMBRIDGE CON INYECCIÓN ASP.



J-3: RESUMEN DEL RECOBRO DE PETRÓLEO EN EL CAMPO CAMBRIDGE.

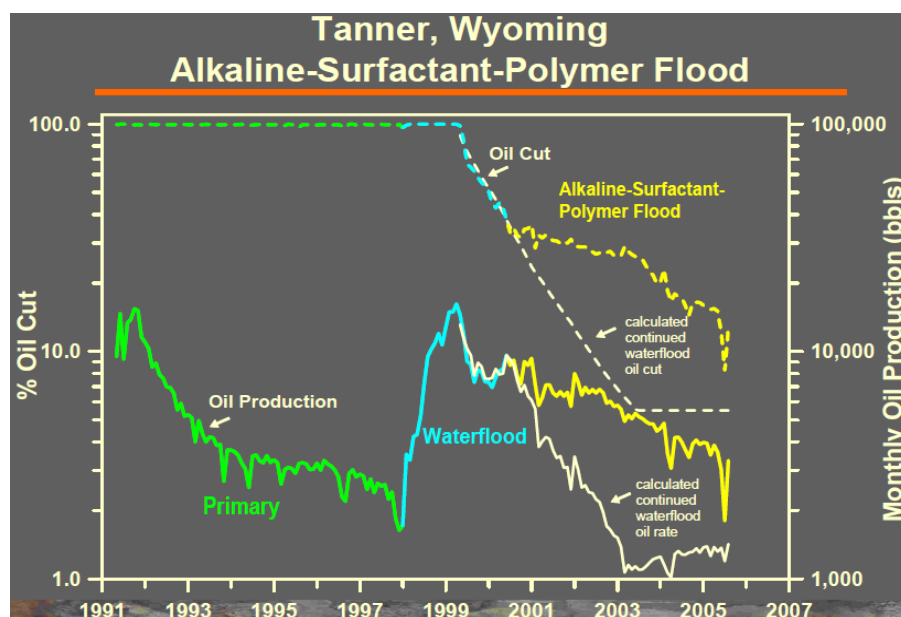
Cambridge Alkaline-Surfactant-Polymer Flood Recovery Summary	
Ultimate Oil Recovery	73.2 %OOIP
Primary and Waterflood	39.8 %OOIP
ASP Incremental Recovery	33.4 %OOIP
Cost per Incremental Barrel cost includes chemicals and plant	2.95 \$/bbl

ANEXO K: INYECCIÓN ASP EN EL CAMPO TANNER. (Fuente: Alkaline-Surfactant-Polymer Oil Recovery Technology, Surtek Inc, <http://petroleum.mines.edu/research/mcers/documents/CSM021406.pdf>)

K-1: CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO TANNER.

Tanner Field	
Formation	Minnelusa B
Depth	8,750 ft
Temperature	175°F
Pore Volume	2,528 Mbbl
Thickness	25 ft
Average Porosity	20%
Average Permeability	200 md
Oil API Gravity	21°
Oil viscosity	11 cp
Water Viscosity	0.45 cp
Mobility Ratio	3.2

K-2: PRODUCCIÓN DEL CAMPO TANNER CON INYECCIÓN ASP.



K-3: RESUMEN DEL RECOBRO DE PETRÓLEO EN EL CAMPO TANNER.

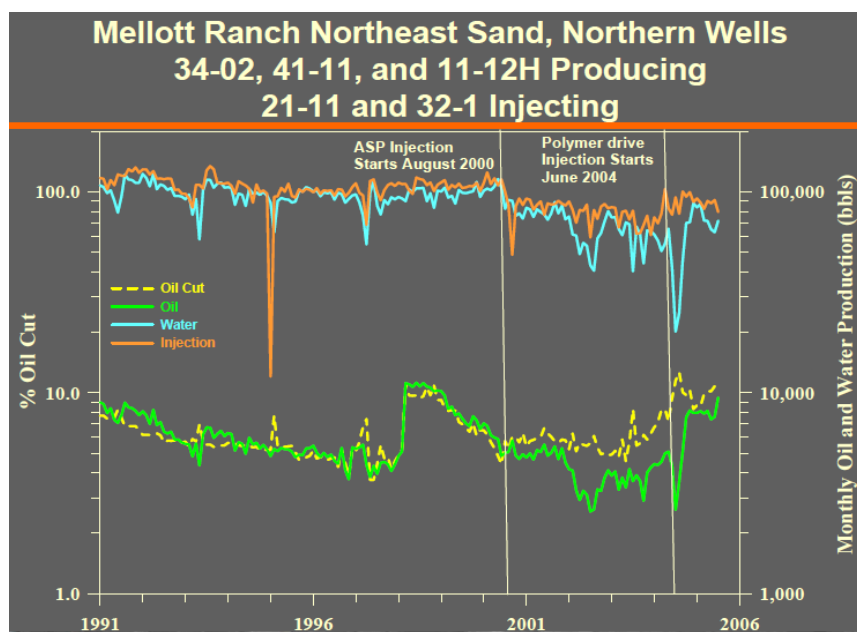
Tanner Alkaline-Surfactant-Polymer Flood Recovery Summary through July 2005	
Ultimate Oil Recovery	65.0 %OOIP
Primary and Waterflood to 3/2000 – 45% oil cut	31.3 %OOIP
Primary and Waterflood to 3% oil cut	48.0 %OOIP
ASP Incremental Recovery	17.0 %OOIP
Cost per Incremental Barrel Includes Chemical and Facilities	\$4.49 (estimated)

ANEXO L: INYECCIÓN ASP EN EL CAMPO MELLOTT RANCH. (Fuente: Alkaline-Surfactant-Polymer Oil Recovery Technology, Surtek Inc, <http://petroleum.mines.edu/research/mcers/documents/CSM021406.pdf>)

L-1: CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO MELLOTT RANCH.

Mellott Ranch ASP Flood - 5 % Oil Cut Waterflood	
Formation	Minnelusa B
Depth	6,800 ft
Temperature	133°F
Pore Volume	12,200 Mbbbl
Thickness	35 ft
Average Porosity	17.6%
Average Permeability	640 md
Oil API Gravity	21°
Oil viscosity	28 cp
Water Viscosity	0.45 cp
Mobility Ratio	7.6

L-2: PRODUCCIÓN DEL CAMPO MELLOTT RANCH CON INYECCIÓN ASP.



ANEXO M: PRUEBAS DE LABORATORIO QUE SE DEBEN REALIZAR PARA REALIZAR UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y SURFACTANTES. (Realizado por: Diego Ponce, Fuente: POPE G.A., “Overview of Chemical EOR” Casper EOR workshop October 26, 2007)

PRUEBAS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN NÚCLEOS
PRUEBAS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS
Adsorción del polímero en la roca
Viscosidad del polímero
Variación de la viscosidad con la velocidad de cizalla
Modelos de fluidos
Pruebas de desplazamiento (DPR)
Pruebas de Velocidad vs. Tasa de corte
PRUEBAS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN NÚCLEOS
PRUEBAS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Adsorción del surfactante en la roca
Miscibilidad- Solubilización
Salinidad óptima
Modelos de fluidos
Pruebas de desplazamiento (DPR)

ANEXO N: TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CASO BASE. (El caso base se utiliza como Caso Base para el Caso de Cambio del Precio del Barril de Petróleo y para el caso del Cambio del Precio del Polímero y Surfactante) (Realizado por: Diego Ponce)

POLÍMERO: CASO BASE

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	281,092	1,588	132,680	0	146,389	265,360	-118,971	-106,411	-5,106,411
2014	1.5	583,118	620,494	37,376	226,300	0	3,445,288	452,600	2,992,688	2,141,393	-2,965,018
2015	2.5	448,834	541,536	92,702	226,300	0	8,545,306	452,600	8,092,706	4,632,535	1,667,518
2016	3.5	382,698	493,000	110,302	189,100	0	10,167,666	378,200	9,789,466	4,483,054	6,150,572
2017	4.5	337,761	421,530	83,769	0	0	7,721,835	0	7,721,835	2,828,951	8,979,523
2018	5.5	307,775	365,444	57,668	0	0	5,315,868	0	5,315,868	1,558,006	10,537,529
2019	6.5	281,244	331,187	49,944	0	0	4,603,806	0	4,603,806	1,079,449	11,616,977
2020	7.5	262,416	315,765	53,349	0	0	4,917,694	0	4,917,694	922,436	12,539,414
2021	8.5	247,378	295,568	48,190	0	0	4,442,154	0	4,442,154	666,590	13,206,003
2022	9.0	136,850	158,814	21,965	0	0	2,024,711	0	2,024,711	271,752	13,477,755
Σ		3,267,577	3,824,430	556,853	774,380	0				13,477,755	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
13,477,755	67.99	2.14	11.76	556,853	6,548,760

SURFACTANTE: CASO BASE

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503.44	280,611	1,107	0	1,498,000	102,068	2,621,500	-2,519,432	-2,253,448	-7,253,448
2014	1.5	583,117.93	606,533	23,415	0	2,555,000	2,158,423	4,471,250	-2,312,827	-1,654,924	-8,908,373
2015	2.5	448,833.61	493,083	44,250	0	1,701,000	4,078,922	2,976,750	1,102,172	630,920	-8,277,453
2016	3.5	382,698.08	422,249	39,551	0	0	3,645,817	0	3,645,817	1,669,590	-6,607,863
2017	4.5	337,760.94	369,624	31,863	0	0	2,937,100	0	2,937,100	1,076,028	-5,531,835
2018	5.5	307,775.38	336,286	28,511	0	0	2,628,107	0	2,628,107	770,261	-4,761,574
2019	6.5	281,243.78	316,825	35,581	0	0	3,279,854	0	3,279,854	769,023	-3,992,550
2020	7.5	262,416.00	300,028	37,612	0	0	3,467,109	0	3,467,109	650,343	-3,342,208
2021	8.5	247,378.44	277,499	30,121	0	0	2,776,519	0	2,776,519	416,644	-2,925,563
2022	9.0	136,849.63	151,267	14,418	0	0	1,329,022	0	1,329,022	178,378	-2,747,185
Σ		3,267,577.21	3,554,005.29	286,428	0	5,754,000				-2,747,185	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
-2,747,185	15.00	NO SE RECUPERA	52.61	286,428	15,069,500

SOLUCIÓN SP: CASO BASE

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS											
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL BLS	CONSUMO DE POLÍMERO LB/AÑO	CONSUMO DE SURFACTANTE LB/AÑO	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJO DE CAJA USD	VP USD	VPN USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	280,749	1,245	89880	749,000	114,772	1,490,510	-1,375,738	-1,230,497	-6,230,497
2014	1.5	583,118	619,836	36,718	153300	1,277,500	3,384,630	2,542,225	842,405	602,776	-5,627,722
2015	2.5	448,834	531,958	83,124	153300	1,277,500	7,662,406	2,542,225	5,120,181	2,930,963	-2,696,759
2016	3.5	382,698	475,116	92,418	128100	1,067,500	8,519,116	2,124,325	6,394,791	2,928,473	231,715
2017	4.5	337,761	435,800	98,039	0	0	9,037,221	0	9,037,221	3,310,852	3,542,567
2018	5.5	307,775	402,246	94,470	0	0	8,708,273	0	8,708,273	2,552,272	6,094,839
2019	6.5	281,244	364,147	82,903	0	0	7,641,981	0	7,641,981	1,791,806	7,886,645
2020	7.5	262,416	338,817	76,401	0	0	7,042,621	0	7,042,621	1,321,019	9,207,664
2021	8.5	247,378	316,146	68,768	0	0	6,339,028	0	6,339,028	951,234	10,158,899
2022	9.0	136,850	174,153	37,303	0	0	3,438,619	0	3,438,619	461,524	10,620,423
Σ		3,267,577	3,938,967	671,389	524,580	4,371,500				10,620,423	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
10,620,423	50.93	3.42	20.40	671,389	13,699,285

BACHES S-P: CASO BASE

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS											
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL BLS	CONSUMO DE POLÍMERO LB/AÑO	CONSUMO DE SURFACTANTE LB/AÑO	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJO DE CAJA USD	VP USD	VPN USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	278,789	-715	0	749,000	-65,898	1,310,750	-1,376,648	-1,231,312	-6,231,312
2014	1.5	583,118	581,331	-1,787	102,900	420,000	-164,707	940,800	-1,105,507	-791,037	-7,022,348
2015	2.5	448,834	497,275	48,441	153,300	0	4,465,330	306,600	4,158,730	2,380,596	-4,641,752
2016	3.5	382,698	465,783	83,085	128,100	0	7,658,732	256,200	7,402,532	3,389,965	-1,251,787
2017	4.5	337,761	431,583	93,822	0	0	8,648,521	0	8,648,521	3,168,449	1,916,663
2018	5.5	307,775	367,355	59,580	0	0	5,492,090	0	5,492,090	1,609,654	3,526,317
2019	6.5	281,244	328,048	46,804	0	0	4,314,416	0	4,314,416	1,011,596	4,537,912
2020	7.5	262,416	311,916	49,500	0	0	4,562,922	0	4,562,922	855,890	5,393,802
2021	8.5	247,378	293,589	46,211	0	0	4,259,695	0	4,259,695	639,210	6,033,012
2022	9.0	136,850	158,965	22,115	0	0	2,038,601	0	2,038,601	273,616	6,306,628
Σ		3,267,577	3,714,634	447,057	384,300	1,169,000				6,306,628	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
6,306,628	41.20	3.90	17.48	447,057	7,814,350

ANEXO O: TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO- CASO OPTIMISTA. (Realizado por: Diego Ponce)

POLÍMERO: CASO OPTIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	281,092	1,588	132,680	0	174,974	265,360	-90,386	-80,843	-5,080,843
2014	1.5	583,118	620,494	37,376	226,300	0	4,118,050	452,600	3,665,450	2,622,782	-2,458,061
2015	2.5	448,834	541,536	92,702	226,300	0	10,213,949	452,600	9,761,349	5,587,722	3,129,662
2016	3.5	382,698	493,000	110,302	189,100	0	12,153,107	378,200	11,774,907	5,392,280	8,521,942
2017	4.5	337,761	421,530	83,769	0	0	9,229,679	0	9,229,679	3,381,361	11,903,303
2018	5.5	307,775	365,444	57,668	0	0	6,353,898	0	6,353,898	1,862,238	13,765,540
2019	6.5	281,244	331,187	49,944	0	0	5,502,792	0	5,502,792	1,290,233	15,055,773
2020	7.5	262,416	315,765	53,349	0	0	5,877,972	0	5,877,972	1,102,560	16,158,334
2021	8.5	247,378	295,568	48,190	0	0	5,309,574	0	5,309,574	796,755	16,955,088
2022	9.0	136,850	158,814	21,965	0	0	2,420,076	0	2,420,076	324,817	17,279,905
Σ		3,267,577	3,824,430	556,853	774,380	0				17,279,905	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
17,279,905	77.24	1.94	11.76	556,853	6,548,760

SURFACTANTE: CASO OPTIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503.44	280,611	1,107	0	1,498,000	121,999	2,621,500	-2,499,501	-2,235,621	-7,235,621
2014	1.5	583,117.93	606,533	23,415	0	2,555,000	2,579,898	4,471,250	-1,891,352	-1,353,341	-8,588,962
2015	2.5	448,833.61	493,083	44,250	0	1,701,000	4,875,413	2,976,750	1,898,663	1,086,858	-7,502,104
2016	3.5	382,698.08	422,249	39,551	0	0	4,357,736	0	4,357,736	1,995,611	-5,506,493
2017	4.5	337,760.94	369,624	31,863	0	0	3,510,627	0	3,510,627	1,286,144	-4,220,349
2018	5.5	307,775.38	336,286	28,511	0	0	3,141,297	0	3,141,297	920,670	-3,299,679
2019	6.5	281,243.78	316,825	35,581	0	0	3,920,311	0	3,920,311	919,190	-2,380,489
2020	7.5	262,416.00	300,028	37,612	0	0	4,144,131	0	4,144,131	777,335	-1,603,153
2021	8.5	247,378.44	277,499	30,121	0	0	3,318,690	0	3,318,690	498,003	-1,105,151
2022	9.0	136,849.63	151,267	14,418	0	0	1,588,541	0	1,588,541	213,210	-891,940
Σ		3,267,577.21	3,554,005.29	286,428	0	5,754,000				-891,940	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
-891,940	20.77	NO SE RECUPERA	52.61	286,428	15,069,500

SOLUCIÓN SP: CASO OPTIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	280,749	1,245	89880	749,000	137,184	1,490,510	-1,353,326	-1,210,452	-6,210,452
2014	1.5	583,118	619,836	36,718	153300	1,277,500	4,045,547	2,542,225	1,503,322	1,075,690	-5,134,762
2015	2.5	448,834	531,958	83,124	153300	1,277,500	9,158,645	2,542,225	6,616,420	3,787,460	-1,347,302
2016	3.5	382,698	475,116	92,418	128100	1,067,500	10,182,645	2,124,325	8,058,320	3,690,281	2,342,979
2017	4.5	337,761	435,800	98,039	0	0	10,801,920	0	10,801,920	3,957,363	6,300,342
2018	5.5	307,775	402,246	94,470	0	0	10,408,739	0	10,408,739	3,050,655	9,350,996
2019	6.5	281,244	364,147	82,903	0	0	9,134,232	0	9,134,232	2,141,692	11,492,688
2020	7.5	262,416	338,817	76,401	0	0	8,417,835	0	8,417,835	1,578,975	13,071,663
2021	8.5	247,378	316,146	68,768	0	0	7,576,851	0	7,576,851	1,136,982	14,208,645
2022	9.0	136,850	174,153	37,303	0	0	4,110,079	0	4,110,079	551,645	14,760,291
Σ		3,267,577	3,938,967	671,389	524,580	4,371,500				14,760,291	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
14,760,291	59.63	2.87	20.40	671,389	13,699,285

BACHES S-P: CASO OPTIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	278,789	-715	0	749,000	-78,766	1,310,750	-1,389,516	-1,242,821	-6,242,821
2014	1.5	583,118	581,331	-1,787	102,900	420,000	-196,870	940,800	-1,137,670	-814,050	-7,056,871
2015	2.5	448,834	497,275	48,441	153,300	0	5,337,276	306,600	5,030,676	2,879,727	-4,177,144
2016	3.5	382,698	465,783	83,085	128,100	0	9,154,254	256,200	8,898,054	4,074,834	-102,310
2017	4.5	337,761	431,583	93,822	0	0	10,337,318	0	10,337,318	3,787,153	3,684,843
2018	5.5	307,775	367,355	59,580	0	0	6,564,531	0	6,564,531	1,923,972	5,608,815
2019	6.5	281,244	328,048	46,804	0	0	5,156,892	0	5,156,892	1,209,130	6,817,944
2020	7.5	262,416	311,916	49,500	0	0	5,453,924	0	5,453,924	1,023,020	7,840,964
2021	8.5	247,378	293,589	46,211	0	0	5,091,487	0	5,091,487	764,028	8,604,993
2022	9.0	136,850	158,965	22,115	0	0	2,436,679	0	2,436,679	327,046	8,932,038
Σ		3,267,577	3,714,634	447,057	384,300	1,169,000				8,932,038	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
8,932,038	47.04	3.53	17.48	447,057	7,814,350

ANEXO P: TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO- CASO PESIMISTA. (Realizado por: Diego Ponce)

POLÍMERO: CASO PESIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	281,092	1,588	132,680	0	117,804	265,360	-147,556	-131,978	-5,131,978
2014	1.5	583,118	620,494	37,376	226,300	0	2,772,526	452,600	2,319,926	1,660,004	-3,471,974
2015	2.5	448,834	541,536	92,702	226,300	0	6,876,663	452,600	6,424,063	3,677,348	205,374
2016	3.5	382,698	493,000	110,302	189,100	0	8,182,224	378,200	7,804,024	3,573,827	3,779,201
2017	4.5	337,761	421,530	83,769	0	0	6,213,991	0	6,213,991	2,276,542	6,055,743
2018	5.5	307,775	365,444	57,668	0	0	4,277,838	0	4,277,838	1,253,774	7,309,517
2019	6.5	281,244	331,187	49,944	0	0	3,704,820	0	3,704,820	868,665	8,178,181
2020	7.5	262,416	315,765	53,349	0	0	3,957,415	0	3,957,415	742,312	8,920,493
2021	8.5	247,378	295,568	48,190	0	0	3,574,734	0	3,574,734	536,425	9,456,918
2022	9.0	136,850	158,814	21,965	0	0	1,629,345	0	1,629,345	218,687	9,675,605
Σ		3,267,577	3,824,430	556,853	774,380	0				9,675,605	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
9,675,605	57.67	2.44	11.76	556,853	6,548,760

SURFACTANTE: CASO PESIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503.44	280,611	1,107	0	1,498,000	82,138	2,621,500	-2,539,362	-2,271,275	-7,271,275
2014	1.5	583,117.93	606,533	23,415	0	2,555,000	1,736,947	4,471,250	-2,734,303	-1,956,508	-9,227,783
2015	2.5	448,833.61	493,083	44,250	0	1,701,000	3,282,430	2,976,750	305,680	174,982	-9,052,801
2016	3.5	382,698.08	422,249	39,551	0	0	2,933,898	0	2,933,898	1,343,569	-7,709,232
2017	4.5	337,760.94	369,624	31,863	0	0	2,363,572	0	2,363,572	865,912	-6,843,320
2018	5.5	307,775.38	336,286	28,511	0	0	2,114,916	0	2,114,916	619,852	-6,223,468
2019	6.5	281,243.78	316,825	35,581	0	0	2,639,396	0	2,639,396	618,856	-5,604,612
2020	7.5	262,416.00	300,028	37,612	0	0	2,790,086	0	2,790,086	523,350	-5,081,262
2021	8.5	247,378.44	277,499	30,121	0	0	2,234,348	0	2,234,348	335,286	-4,745,976
2022	9.0	136,849.63	151,267	14,418	0	0	1,069,504	0	1,069,504	143,546	-4,602,429
Σ		3,267,577.21	3,554,005.29	286,428	0	5,754,000				-4,602,429	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
-4,602,429	8.68	NO SE RECUPERA	52.61	286,428	15,069,500

SOLUCIÓN SP: CASO PESIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	280,749	1,245	89880	749,000	92,360	1,490,510	-1,398,150	-1,250,543	-6,250,543
2014	1.5	583,118	619,836	36,718	153300	1,277,500	2,723,713	2,542,225	181,488	129,862	-6,120,681
2015	2.5	448,834	531,958	83,124	153300	1,277,500	6,166,167	2,542,225	3,623,942	2,074,466	-4,046,215
2016	3.5	382,698	475,116	92,418	128100	1,067,500	6,855,587	2,124,325	4,731,262	2,166,666	-1,879,549
2017	4.5	337,761	435,800	98,039	0	0	7,272,521	0	7,272,521	2,664,342	784,793
2018	5.5	307,775	402,246	94,470	0	0	7,007,808	0	7,007,808	2,053,890	2,838,682
2019	6.5	281,244	364,147	82,903	0	0	6,149,731	0	6,149,731	1,441,919	4,280,602
2020	7.5	262,416	338,817	76,401	0	0	5,667,408	0	5,667,408	1,063,064	5,343,666
2021	8.5	247,378	316,146	68,768	0	0	5,101,206	0	5,101,206	765,487	6,109,152
2022	9.0	136,850	174,153	37,303	0	0	2,767,160	0	2,767,160	371,402	6,480,554
Σ		3,267,577	3,938,967	671,389	524,580	4,371,500				6,480,554	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
6,480,554	41.29	4.21	20.40	671,389	13,699,285

BACHES S-P: CASO PESIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	278,789	-715	0	749,000	-53,030	1,310,750	-1,363,780	-1,219,802	-6,219,802
2014	1.5	583,118	581,331	-1,787	102,900	420,000	-132,545	940,800	-1,073,345	-768,023	-6,987,825
2015	2.5	448,834	497,275	48,441	153,300	0	3,593,385	306,600	3,286,785	1,881,465	-5,106,360
2016	3.5	382,698	465,783	83,085	128,100	0	6,163,211	256,200	5,907,010	2,705,096	-2,401,264
2017	4.5	337,761	431,583	93,822	0	0	6,959,723	0	6,959,723	2,549,746	148,482
2018	5.5	307,775	367,355	59,580	0	0	4,419,649	0	4,419,649	1,295,337	1,443,819
2019	6.5	281,244	328,048	46,804	0	0	3,471,939	0	3,471,939	814,061	2,257,880
2020	7.5	262,416	311,916	49,500	0	0	3,671,919	0	3,671,919	688,760	2,946,640
2021	8.5	247,378	293,589	46,211	0	0	3,427,904	0	3,427,904	514,391	3,461,031
2022	9.0	136,850	158,965	22,115	0	0	1,640,523	0	1,640,523	220,187	3,681,219
Σ		3,267,577	3,714,634	447,057	384,300	1,169,000				3,681,219	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
3,681,219	34.53	4.44	17.48	447,057	7,814,350

ANEXO Q: TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO- CASO LÍMITE ECONÓMICO. (Realizado por: Diego Ponce)

POLÍMERO: CASO LÍMITE ECONÓMICO

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP								
				BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	281,092	1,588	132,680	0	49,421	265,360	-215,939	-193,142	-5,193,142
2014	1.5	583,118	620,494	37,376	226,300	0	1,163,130	452,600	710,530	508,414	-4,684,728
2015	2.5	448,834	541,536	92,702	226,300	0	2,884,898	452,600	2,432,298	1,392,329	-3,292,399
2016	3.5	382,698	493,000	110,302	189,100	0	3,432,607	378,200	3,054,407	1,398,756	-1,893,643
2017	4.5	337,761	421,530	83,769	0	0	2,606,894	0	2,606,894	955,055	-938,588
2018	5.5	307,775	365,444	57,668	0	0	1,794,639	0	1,794,639	525,983	-412,605
2019	6.5	281,244	331,187	49,944	0	0	1,554,247	0	1,554,247	364,422	-48,182
2020	7.5	262,416	315,765	53,349	0	0	1,660,215	0	1,660,215	311,415	263,232
2021	8.5	247,378	295,568	48,190	0	0	1,499,673	0	1,499,673	225,041	488,273
2022	9.0	136,850	158,814	21,965	0	0	683,543	0	683,543	91,744	580,017
Σ		3,267,577	3,824,430	556,853	774,380	0				580,017	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BLS	USD/BBL	BLS	USD
580,017	25.00	6.65	31.12	11.76	556,853	6,548,760

SURFACTANTE: CASO LÍMITE ECONÓMICO

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP								
				BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503.44	280,611	1,107	0	1,498,000	137,634	2,621,500	-2,483,866	-2,221,637	-7,221,637
2014	1.5	583,117.93	606,533	23,415	0	2,555,000	2,910,522	4,471,250	-1,560,728	-1,116,766	-8,338,403
2015	2.5	448,833.61	493,083	44,250	0	1,701,000	5,500,217	2,976,750	2,523,467	1,444,517	-6,893,886
2016	3.5	382,698.08	422,249	39,551	0	0	4,916,197	0	4,916,197	2,251,356	-4,642,530
2017	4.5	337,760.94	369,624	31,863	0	0	3,960,528	0	3,960,528	1,450,969	-3,191,561
2018	5.5	307,775.38	336,286	28,511	0	0	3,543,867	0	3,543,867	1,038,657	-2,152,904
2019	6.5	281,243.78	316,825	35,581	0	0	4,422,714	0	4,422,714	1,036,988	-1,115,916
2020	7.5	262,416.00	300,028	37,612	0	0	4,675,218	0	4,675,218	876,954	-238,962
2021	8.5	247,378.44	277,499	30,121	0	0	3,743,994	0	3,743,994	561,824	322,862
2022	9.0	136,849.63	151,267	14,418	0	0	1,792,119	0	1,792,119	240,534	563,396
Σ		3,267,577.21	3,554,005.29	286,428	0	5,754,000				563,396	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BLS	USD/BBL	BLS	USD
563,396	25.00	7.93	124.30	52.61	286,428	15,069,500

SOLUCIÓN SP: CASO LÍMITE ECONÓMICO

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP								
				BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	280,749	1,245	89880	749,000	60,324	1,490,510	-1,430,186	-1,279,197	-6,279,197
2014	1.5	583,118	619,836	36,718	153300	1,277,500	1,778,969	2,542,225	-763,256	-546,142	-6,825,339
2015	2.5	448,834	531,958	83,124	153300	1,277,500	4,027,377	2,542,225	1,485,152	850,150	-5,975,188
2016	3.5	382,698	475,116	92,418	128100	1,067,500	4,477,665	2,124,325	2,353,340	1,077,704	-4,897,484
2017	4.5	337,761	435,800	98,039	0	0	4,749,982	0	4,749,982	1,740,191	-3,157,293
2018	5.5	307,775	402,246	94,470	0	0	4,577,087	0	4,577,087	1,341,480	-1,815,813
2019	6.5	281,244	364,147	82,903	0	0	4,016,641	0	4,016,641	941,777	-874,037
2020	7.5	262,416	338,817	76,401	0	0	3,701,616	0	3,701,616	694,331	-179,706
2021	8.5	247,378	316,146	68,768	0	0	3,331,807	0	3,331,807	499,971	320,265
2022	9.0	136,850	174,153	37,303	0	0	1,807,345	0	1,807,345	242,578	562,843
Σ		3,267,577	3,938,967	671,389	524,580	4,371,500				562,843	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BLS	USD/BBL	BLS	USD
562,843	25.00	7.86	48.45	20.40	671,389	13,699,285

BACHES S-P: CASO LÍMITE ECONÓMICO

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP								
				BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	278,789	-715	0	749,000	-37,789	1,310,750	-1,348,539	-1,206,170	-6,206,170
2014	1.5	583,118	581,331	-1,787	102,900	420,000	-94,450	940,800	-1,035,250	-740,765	-6,946,935
2015	2.5	448,834	497,275	48,441	153,300	0	2,560,614	306,600	2,254,014	1,290,273	-5,656,662
2016	3.5	382,698	465,783	83,085	128,100	0	4,391,848	256,200	4,135,648	1,893,907	-3,762,755
2017	4.5	337,761	431,583	93,822	0	0	4,959,436	0	4,959,436	1,816,926	-1,945,829
2018	5.5	307,775	367,355	59,580	0	0	3,149,402	0	3,149,402	923,045	-1,022,784
2019	6.5	281,244	328,048	46,804	0	0	2,474,073	0	2,474,073	580,093	-442,691
2020	7.5	262,416	311,916	49,500	0	0	2,616,577	0	2,616,577	490,804	48,113
2021	8.5	247,378	293,589	46,211	0	0	2,442,694	0	2,442,694	366,551	414,663
2022	9.0	136,850	158,965	22,115	0	0	1,169,022	0	1,169,022	156,903	571,567
Σ		3,267,577	3,714,634	447,057	384,300	1,169,000				571,567	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BLS	USD/BBL	BLS	USD
571,567	25.00	7.40	52.86	17.48	447,057	7,814,350

ANEXO R: TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL POLÍMERO Y SURFACTANTES- CASO OPTIMISTA. (Realizado por: Diego Ponce)

POLÍMERO: CASO OPTIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	281,092	1,588	132,680	0	146,389	132,680	13,709	12,262	-4,987,738
2014	1.5	583,118	620,494	37,376	226,300	0	3,445,288	226,300	3,218,988	2,303,320	-2,684,418
2015	2.5	448,834	541,536	92,702	226,300	0	8,545,306	226,300	8,319,006	4,762,077	2,077,659
2016	3.5	382,698	493,000	110,302	189,100	0	10,167,666	189,100	9,978,566	4,569,651	6,647,311
2017	4.5	337,761	421,530	83,769	0	0	7,721,835	0	7,721,835	2,828,951	9,476,262
2018	5.5	307,775	365,444	57,668	0	0	5,315,868	0	5,315,868	1,558,006	11,034,268
2019	6.5	281,244	331,187	49,944	0	0	4,603,806	0	4,603,806	1,079,449	12,113,716
2020	7.5	262,416	315,765	53,349	0	0	4,917,694	0	4,917,694	922,436	13,036,153
2021	8.5	247,378	295,568	48,190	0	0	4,442,154	0	4,442,154	666,590	13,702,742
2022	9.0	136,850	158,814	21,965	0	0	2,024,711	0	2,024,711	271,752	13,974,494
Σ		3,267,577	3,824,430	556,853	774,380	0				13,974,494	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
13,974,494	70.11	2.06	10.37	556,853	5,774,380

SURFACTANTE: CASO OPTIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503.44	280,611	1,107	0	1,498,000	102,068	1,310,750	-1,208,682	-1,081,078	-6,081,078
2014	1.5	583,117.93	606,533	23,415	0	2,555,000	2,158,423	2,235,625	-77,202	-55,241	-6,136,319
2015	2.5	448,833.61	493,083	44,250	0	1,701,000	4,078,922	1,488,375	2,590,547	1,482,916	-4,653,404
2016	3.5	382,698.08	422,249	39,551	0	0	3,645,817	0	3,645,817	1,669,590	-2,983,814
2017	4.5	337,760.94	369,624	31,863	0	0	2,937,100	0	2,937,100	1,076,028	-1,907,785
2018	5.5	307,775.38	336,286	28,511	0	0	2,628,107	0	2,628,107	770,261	-1,137,525
2019	6.5	281,243.78	316,825	35,581	0	0	3,279,854	0	3,279,854	769,023	-368,501
2020	7.5	262,416.00	300,028	37,612	0	0	3,467,109	0	3,467,109	650,343	281,841
2021	8.5	247,378.44	277,499	30,121	0	0	2,776,519	0	2,776,519	416,644	698,486
2022	9.0	136,849.63	151,267	14,418	0	0	1,329,022	0	1,329,022	178,378	876,864
Σ		3,267,577.21	3,554,005.29	286,428	0	5,754,000				876,864	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
876,864	26.10	7.07	35.03	286,428	10,034,750

SOLUCIÓN SP: CASO OPTIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP								
				BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	280,749	1,245	89880	749,000	114,772	745,255	-630,483	-563,921	-5,563,921
2014	1.5	583,118	619,836	36,718	153300	1,277,500	3,384,630	1,271,113	2,113,517	1,512,310	-4,051,611
2015	2.5	448,834	531,958	83,124	153300	1,277,500	7,662,406	1,271,113	6,391,294	3,658,590	-393,021
2016	3.5	382,698	475,116	92,418	128100	1,067,500	8,519,116	1,062,163	7,456,953	3,414,887	3,021,866
2017	4.5	337,761	435,800	98,039	0	0	9,037,221	0	9,037,221	3,310,852	6,332,719
2018	5.5	307,775	402,246	94,470	0	0	8,708,273	0	8,708,273	2,552,272	8,884,991
2019	6.5	281,244	364,147	82,903	0	0	7,641,981	0	7,641,981	1,791,806	10,676,796
2020	7.5	262,416	338,817	76,401	0	0	7,042,621	0	7,042,621	1,321,019	11,997,816
2021	8.5	247,378	316,146	68,768	0	0	6,339,028	0	6,339,028	951,234	12,949,050
2022	9.0	136,850	174,153	37,303	0	0	3,438,619	0	3,438,619	461,524	13,410,574
Σ		3,267,577	3,938,967	671,389	524,580	4,371,500				13,410,574	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
13,410,574	60.73	2.62	13.93	671,389	9,349,643

BACHES S-P: CASO OPTIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP								
				BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	278,789	-715	0	749,000	-65,898	655,375	-721,273	-645,126	-5,645,126
2014	1.5	583,118	581,331	-1,787	102,900	420,000	-164,707	470,400	-635,107	-454,446	-6,099,572
2015	2.5	448,834	497,275	48,441	153,300	0	4,465,330	153,300	4,312,030	2,468,350	-3,631,222
2016	3.5	382,698	465,783	83,085	128,100	0	7,658,732	128,100	7,530,632	3,448,628	-182,594
2017	4.5	337,761	431,583	93,822	0	0	8,648,521	0	8,648,521	3,168,449	2,985,856
2018	5.5	307,775	367,355	59,580	0	0	5,492,090	0	5,492,090	1,609,654	4,595,510
2019	6.5	281,244	328,048	46,804	0	0	4,314,416	0	4,314,416	1,011,596	5,607,105
2020	7.5	262,416	311,916	49,500	0	0	4,562,922	0	4,562,922	855,890	6,462,995
2021	8.5	247,378	293,589	46,211	0	0	4,259,695	0	4,259,695	639,210	7,102,205
2022	9.0	136,850	158,965	22,115	0	0	2,038,601	0	2,038,601	273,616	7,375,821
Σ		3,267,577	3,714,634	447,057	384,300	1,169,000				7,375,821	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
7,375,821	45.19	3.56	14.33	447,057	6,407,175

ANEXO S: TABLA DE VPN, TIR, PRI Y COSTO POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO – CAMBIO EN EL PRECIO DEL POLÍMERO Y SURFACTANTES- CASO PESIMISTA. (Realizado por: Diego Ponce)

POLÍMERO: CASO PESIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	281,092	1,588	132,680	0	146,389	398,040	-251,651	-225,083	-5,225,083
2014	1.5	583,118	620,494	37,376	226,300	0	3,445,288	678,900	2,766,388	1,979,466	-3,245,617
2015	2.5	448,834	541,536	92,702	226,300	0	8,545,306	678,900	7,866,406	4,502,994	1,257,376
2016	3.5	382,698	493,000	110,302	189,100	0	10,167,666	567,300	9,600,366	4,396,456	5,653,832
2017	4.5	337,761	421,530	83,769	0	0	7,721,835	0	7,721,835	2,828,951	8,482,784
2018	5.5	307,775	365,444	57,668	0	0	5,315,868	0	5,315,868	1,558,006	10,040,790
2019	6.5	281,244	331,187	49,944	0	0	4,603,806	0	4,603,806	1,079,449	11,120,238
2020	7.5	262,416	315,765	53,349	0	0	4,917,694	0	4,917,694	922,436	12,042,674
2021	8.5	247,378	295,568	48,190	0	0	4,442,154	0	4,442,154	666,590	12,709,264
2022	9.0	136,850	158,814	21,965	0	0	2,024,711	0	2,024,711	271,752	12,981,016
Σ		3,267,577	3,824,430	556,853	774,380	0				12,981,016	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
12,981,016	65.90	2.22	13.15	556,853	7,323,140

SURFACTANTE: CASO PESIMISTA

		PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
AÑO	AÑOS PROYECTO	CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503.44	280,611	1,107	0	1,498,000	102,068	3,932,250	-3,830,182	-3,425,819	-8,425,819
2014	1.5	583,117.93	606,533	23,415	0	2,555,000	2,158,423	6,706,875	-4,548,452	-3,254,607	-11,680,426
2015	2.5	448,833.61	493,083	44,250	0	1,701,000	4,078,922	4,465,125	-386,203	-221,076	-11,901,502
2016	3.5	382,698.08	422,249	39,551	0	0	3,645,817	0	3,645,817	1,669,590	-10,231,912
2017	4.5	337,760.94	369,624	31,863	0	0	2,937,100	0	2,937,100	1,076,028	-9,155,884
2018	5.5	307,775.38	336,286	28,511	0	0	2,628,107	0	2,628,107	770,261	-8,385,623
2019	6.5	281,243.78	316,825	35,581	0	0	3,279,854	0	3,279,854	769,023	-7,616,599
2020	7.5	262,416.00	300,028	37,612	0	0	3,467,109	0	3,467,109	650,343	-6,966,257
2021	8.5	247,378.44	277,499	30,121	0	0	2,776,519	0	2,776,519	416,644	-6,549,612
2022	9.0	136,849.63	151,267	14,418	0	0	1,329,022	0	1,329,022	178,378	-6,371,234
Σ		3,267,577.21	3,554,005.29	286,428	0	5,754,000				-6,371,234	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
-6,371,234	7.08	NO SE RECUPERA	70.19	286,428	20,104,250

SOLUCIÓN SP: CASO PESIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	280,749	1,245	89880	749,000	114,772	2,235,765	-2,120,993	-1,897,074	-6,897,074
2014	1.5	583,118	619,836	36,718	153300	1,277,500	3,384,630	3,813,338	-428,708	-306,758	-7,203,832
2015	2.5	448,834	531,958	83,124	153300	1,277,500	7,662,406	3,813,338	3,849,069	2,203,336	-5,000,496
2016	3.5	382,698	475,116	92,418	128100	1,067,500	8,519,116	3,186,488	5,332,628	2,442,060	-2,558,437
2017	4.5	337,761	435,800	98,039	0	0	9,037,221	0	9,037,221	3,310,852	752,416
2018	5.5	307,775	402,246	94,470	0	0	8,708,273	0	8,708,273	2,552,272	3,304,688
2019	6.5	281,244	364,147	82,903	0	0	7,641,981	0	7,641,981	1,791,806	5,096,493
2020	7.5	262,416	338,817	76,401	0	0	7,042,621	0	7,042,621	1,321,019	6,417,513
2021	8.5	247,378	316,146	68,768	0	0	6,339,028	0	6,339,028	951,234	7,368,747
2022	9.0	136,850	174,153	37,303	0	0	3,438,619	0	3,438,619	461,524	7,830,271
Σ		3,267,577	3,938,967	671,389	524,580	4,371,500				7,830,271	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
7,830,271	42.33	4.27	26.88	671,389	18,048,928

BACHES S-P: CASO PESIMISTA

AÑO	AÑOS PROYECTO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANUAL BLS		PETRÓLEO INCREMENTAL ANUAL	CONSUMO DE POLÍMERO	CONSUMO DE SURFACTANTE	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VP	VPN
		CASO- INY. AGUA	CASO- INY. SOLUCIÓN SP	BLS	LB/AÑO	LB/AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2013	0	0	0	0	0	0	0	5,000,000	-5,000,000	-5,000,000	-5,000,000
2013	0.5	279,503	278,789	-715	0	749,000	-65,898	1,966,125	-2,032,023	-1,817,497	-6,817,497
2014	1.5	583,118	581,331	-1,787	102,900	420,000	-164,707	1,411,200	-1,575,907	-1,127,627	-7,945,124
2015	2.5	448,834	497,275	48,441	153,300	0	4,465,330	459,900	4,005,430	2,292,842	-5,652,282
2016	3.5	382,698	465,783	83,085	128,100	0	7,658,732	384,300	7,274,432	3,331,302	-2,320,980
2017	4.5	337,761	431,583	93,822	0	0	8,648,521	0	8,648,521	3,168,449	847,469
2018	5.5	307,775	367,355	59,580	0	0	5,492,090	0	5,492,090	1,609,654	2,457,124
2019	6.5	281,244	328,048	46,804	0	0	4,314,416	0	4,314,416	1,011,596	3,468,719
2020	7.5	262,416	311,916	49,500	0	0	4,562,922	0	4,562,922	855,890	4,324,609
2021	8.5	247,378	293,589	46,211	0	0	4,259,695	0	4,259,695	639,210	4,963,819
2022	9.0	136,850	158,965	22,115	0	0	2,038,601	0	2,038,601	273,616	5,237,435
Σ		3,267,577	3,714,634	447,057	384,300	1,169,000				5,237,435	

VPN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	COSTO BARRIL INCREMENTAL PETRÓLEO	PETRÓLEO AD. ACUMULADO	GATOS QUÍMICO Y PLANTA
USD	%	AÑOS	USD/BBL	BLS	USD
5,237,435	37.57	4.23	20.63	447,057	9,221,525

ANEXO T: GLOSARIO DE TÉRMINOS.

1. **Adsorción:** Es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material. En química, la adsorción de una sustancia es su acumulación en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.
2. **Absorción:** Es un término que se vincula a absorber. Este verbo puede hacer referencia a distintas cuestiones: al amortiguamiento ejercido por un cuerpo ante una radiación que lo traspasa; a la atracción desarrollada por un sólido sobre un líquido con la intención de que las moléculas de éste logren penetrar en su sustancia; a la capacidad de un tejido o de una célula para recibir una materia que procede de su exterior.
3. **Biosurfactante:** Molécula biológica (orgánica) con propiedades surfactantes o tensoactivas producidas sobre superficies vivas, mayormente superficies de células microbianas, o excretados al medio extracelular.
4. **Esfuerzo de cizalla (Shear stress):** La fuerza por unidad de área que se requiere para el movimiento de un fluido se define como F/A y se denota como " σ " (tensión o esfuerzo de cizalla).
5. **Factores de recobro:** Es el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.
6. **Hidrosoluble:** Que se puede disolver en agua, las vitaminas B, C y D son hidrosolubles.
7. **Hidrolizar:** Dícese del proceso que sufren las sustancias cuando interactúan con el agua, bien descomponiéndose, disolviéndose o modificando su estructura.
8. **Poliacrilamida:** La poliacrilamida es uno de los geles utilizados con más frecuencia para realizar técnicas de electroforesis, las cuales tienen como objetivo realizar un análisis y/o separación por carga y tamaño molecular de los fragmentos de aminoácidos o nucleótidos que componen muestras escogidas de proteínas o ácidos nucleicos como el ADN o el ARN respectivamente.
9. **Polímero:** Son largas cadenas de moléculas de menor tamaño, llamadas monómeros, unidas mediante enlaces covalentes, con un peso molecular alto. Cuando son mezclados con agua, aumentan la viscosidad de la solución.
10. **Polisacáridos:** Estos polímeros son formados a partir de un proceso de fermentación bacteriana (polimerización) de moléculas sacáridas.
11. **Saturación residual de petróleo:** Saturación residual del petróleo: se conoce así al volumen del crudo en el núcleo del yacimiento. Los valores de gas residual se asumen en base a las características físicas de la roca, en sitios de alta porosidad y permeabilidad se espera una invasión moderada con una saturación residual de petróleo alta.

- 12. Surfactante:** De la palabra del inglés surfactant = surface active agent, agente de superficie o tensoactivo, son sustancias cuyas moléculas poseen un grupo polar hidrofílico, soluble en agua, y un grupo no-polar hidrófobo o lipofílico, soluble en aceite.
- 13. Tasa de Corte:** Diferencia entre las velocidades de dos capas dividida a la distancia que las separa. Tiene unidades de velocidad sobre longitud.
- 14. Tensión interfacial:** Es la fuerza por unidad de longitud que existe en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial actúa para mantener el área interfacial a un mínimo. Comúnmente es medida en dinas o milidinas por centímetro.
- 15. Tensoactivo:** Son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases (p.ej., dos líquidos insolubles uno en otro). Cuando se utilizan en la tecnología doméstica se denominan como emulgentes o emulsionantes; esto es, sustancias que permiten conseguir o mantener una emulsión.
- 16. Viscosidad:** Es la resistencia que ejercen los fluidos al ser deformado cuando este se aplica un mínimo de esfuerzo cortante. La viscosidad de un fluido depende de su temperatura. Es por eso que en los líquidos a mayor temperatura la viscosidad disminuye mientras que en los gases sucede todo lo contrario lo contrario.

ANEXO U: CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.

ACTIVIDADES		JUN.- AGOS.			SEPT.- NOV.			DIC.- FEB.			MAR. - MAY			JUN. – AGOS.		
PROTOCOLO	Planteamiento del Problema	X														
	Marco teórico	X														
	Diseño metodológico	X														
	Tutoría		X													
	Recolección de datos			X	X											
INFORME FINAL	Evaluación, Análisis e interpretación de datos					X	X	X	X	X						
	Conclusiones y Recomendaciones										X					
	Entrega del primer borrador											X				
	Entrega del informe final												X	X	X	
	Presentación oral															X

ANEXO V: PRESUPUESTO.

SERVICIOS Y MATERIALES	Costo (dólares)
Resma de papel x8	56
Servicio de internet	100
Copias	100
Impresiones	300
Movilización	200
Alquiler de equipos de proyección (INFOCUS)	40
SUBTOTAL	700
ELABORACION TESIS	Costo (dólares)
Proyecto original y borradores	400
Proyecto final de tesis	200
SUBTOTAL	600
GASTOS ADMINISTRATIVOS	Costo (dólares)
Derechos generales	80
Derechos de grado	200
Pago de valores	400
SUBTOTAL	680
MONTO TOTAL DE GASTOS	2074